

Bordereau attestant l'exactitude des informations - PARIS - 7501 - Documents comptables (B-S) -
Dépôt le 21/06/2024 - 78509 - 1955 B 08131 - 552 081 317 - ELECTRICITE DE FRANCE



DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2023

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

LA RAISON D'ÊTRE D'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO₂, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités	5	5. Performance financière et perspectives /RFA/	333
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires /RFA/	6	5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2023	334
1.2 Présentation du Groupe	10	5.2 Événements postérieurs à la clôture	356
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe /RFA/	16	5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes	356
1.4 Description des activités du Groupe	21	5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2024	356
1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences	101		
2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise /RFA/	105	6. États financiers /RFA/	357
2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités	106	6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2023	358
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé	114	6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	486
3. Performance extra-financière /RFA/	145	6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023	491
Enjeux et engagements de responsabilité sociétale	146	6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	561
3.1 Neutralité carbone et climat	150	6.5 Politique de distribution de dividendes	565
3.2 Préservation des ressources de la planète	176	6.6 Autres informations	566
3.3 Bien-être et solidarités	193	6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF	568
3.4 Développement responsable	222		
3.5 Gouvernance de la RSE	237	7. Informations concernant la société et son capital	579
3.6 Méthodologie	242	7.1 Informations générales concernant la Société	580
3.7 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant	249	7.2 Actes constitutifs et statuts	583
3.8 Plan de vigilance	278	7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat /RFA/	585
4. Gouvernement d'entreprise /RFA/	291	7.4 Opérations avec des apparentés	590
4.1 Code de gouvernement d'entreprise	292	7.5 Contrats importants /RFA/	593
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	294	8. Informations complémentaires	595
4.3 Direction Générale	325	8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation /RFA/	596
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants	327	8.2 Responsables du contrôle des comptes – commissaires aux comptes	596
4.5 Participations des mandataires sociaux dans le capital de la Société	328	8.3 Documents accessibles au public – LEI	597
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux	328	8.4 Tables de concordance	598
		8.5 Glossaire	605



Document d'enregistrement universel 2023

Incluant le rapport financier annuel

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT



Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 4 avril 2024 auprès de l'AMF, en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

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

Des exemplaires du présent document d'enregistrement universel 2023 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08) et sur son site internet (<https://www.edf.fr>) ainsi que sur le site de l'AMF (<https://www.amf-france.org>).

Ce document est une reproduction de la version officielle du document d'enregistrement universel intégrant le rapport financier annuel 2023 qui a été établie au format ESEF (*European Single Electronic Format*) et déposée auprès de l'AMF, disponible sur le site internet de la Société et celui de l'AMF.

Ce document doit être lu avec les précautions de lecture qui figurent à la dernière page du présent document [[accessible en cliquant ici](#)].



Le Groupe, sa stratégie et ses activités

1.1	Chiffres clés et modèle d'affaires	6	1.4	Description des activités du Groupe	21
1.2	Présentation du Groupe	10	1.4.1	Activités de production d'électricité	21
1.2.1	Organisation du Groupe	10	1.4.2	Activités de commercialisation en France	52
1.2.2	Histoire du Groupe	12	1.4.3	Activités d'optimisation en France	57
1.2.3	Faits marquants	14	1.4.4	Activités régulées de transport et de distribution en France	58
1.3	Stratégie et objectifs du Groupe	16	1.4.5	Activités du Groupe à l'international	69
1.3.1	Environnement et enjeux stratégiques	16	1.4.6	Services énergétiques et autres activités	94
1.3.2	Priorités de la stratégie	16	1.5	Recherche et développement (R&D), brevets et licences	101
			1.5.1	Programmes de la R&D	101
			1.5.2	Politique de propriété intellectuelle	103

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

(En gCO₂/kWh)

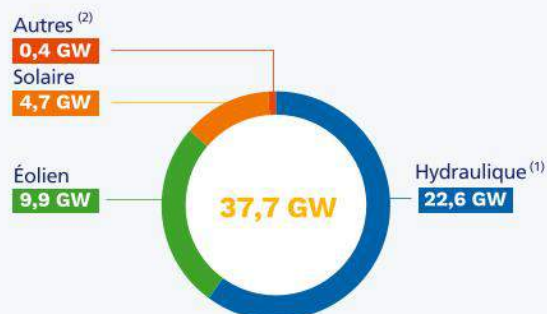
Plus de 6 fois inférieure à la moyenne européenne.



(1) Valeur UE 27 en 2022, Agence européenne de l'environnement.

EDF, leader européen du renouvelable

Capacités renouvelables nettes installées par filière à fin 2023

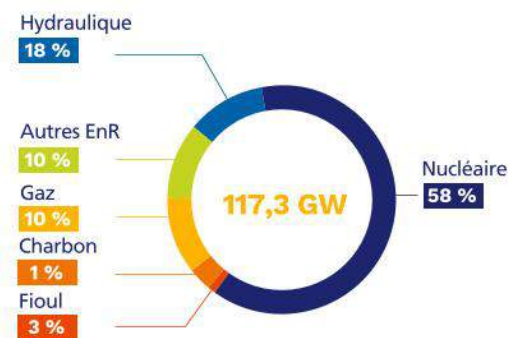


(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.

(2) Biomasse, géothermie.

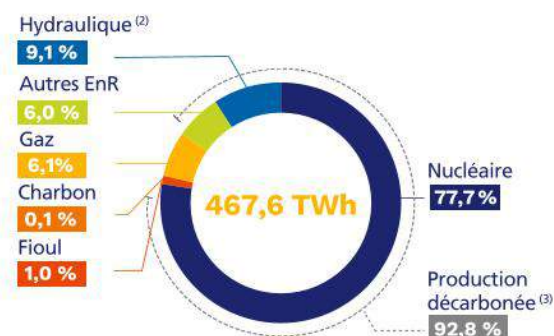
Chiffres clés 2023

Capacités installées ⁽¹⁾



(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité ⁽¹⁾

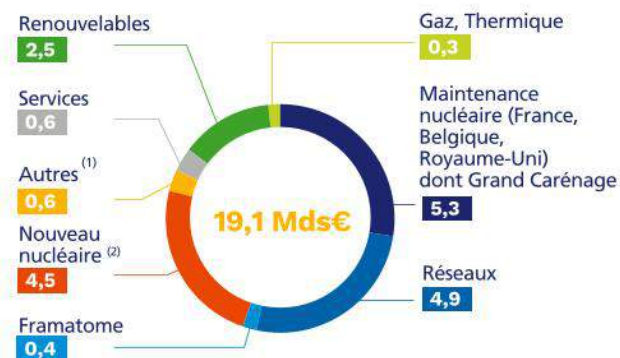


(1) Production des entités consolidées par intégration globale.

(2) Production hydraulique pompage et énergie marine compris.

(3) Émissions directes de CO₂ liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Investissements nets hors plan de cessions



(1) Dont maintenance thermique, gaz, immobilier, fonctions centrales.

(2) Y compris Hinkley Point C, Flamanville 3, EPR2.

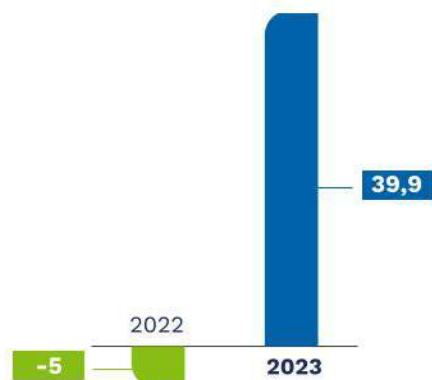
Chiffre d'affaires

En Mds€



EBITDA

En Mds€



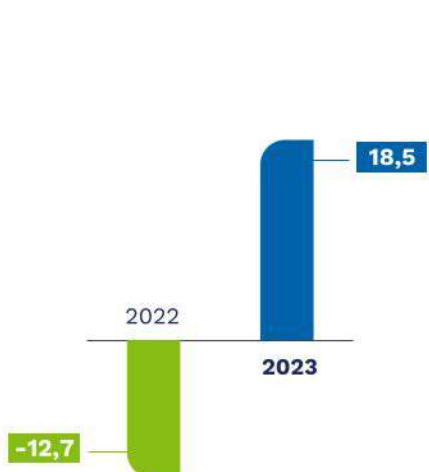
France - Activités de production & commercialisation : **24,7**
France - Activités régulées⁽¹⁾ : **3,7**
Royaume-Uni : **4,0**
Italie : **1,9**
Autre international : **0,9**
Autres métiers : **3,3**
Framatome : **0,3**
EDF Renouvelables : **0,9**
Dalkia : **0,4**

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

NB : Chiffres estimés pour les variations d'EBITDA.

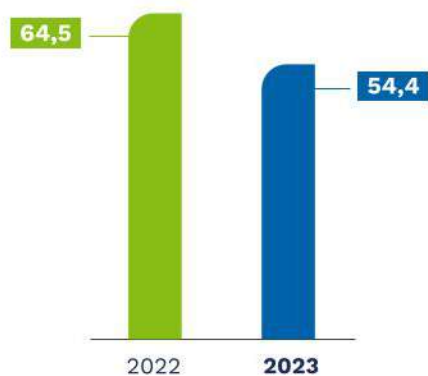
Résultat net courant

En Mds€



Endettement financier net

En Mds€





Atouts et ressources

Une proximité Clients

- **34,3** millions de clients électricité
- **6,6** millions de clients gaz ⁽¹⁾
- Des marques de **1^{er}** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **198,2** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation ⁽²⁾

Une ambition humaine

- **179 550** collaborateurs ⁽³⁾
- **80,6 %** des salariés ont bénéficié d'une action de développement des compétences dans l'année ⁽³⁾

Un écosystème ambitieux d'innovation

- **2 098** collaborateurs R&D au sein d'EDF SA
- Un budget R&D consolidé au périmètre du Groupe de **706 M€** en 2023
- **747** innovations brevetées à fin 2023 par la R&D (EDF & Enedis)

Des actifs industriels majeurs

- **117,3 GW** de capacités de production d'électricité ⁽⁴⁾
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille d'environ **98 GW** bruts de projets éoliens et solaires ⁽⁵⁾
- **1,4** million de km de réseau de distribution ⁽⁶⁾
- **42,6** millions de compteurs intelligents installés ⁽³⁾
- **330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un engagement RSE fort

- Classement **A-** Climate Change & Water Security
- **4^e** au WBA Climate and Energy Benchmark
- **25,3 Mds€** de financements *Green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.

(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.

(3) Périmètre Groupe.

(4) Données consolidées au périmètre Groupe.

(5) Périmètre Groupe. Pipeline hors capacités en construction. À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille.

(6) Réseau de distribution en concession d'Enedis.



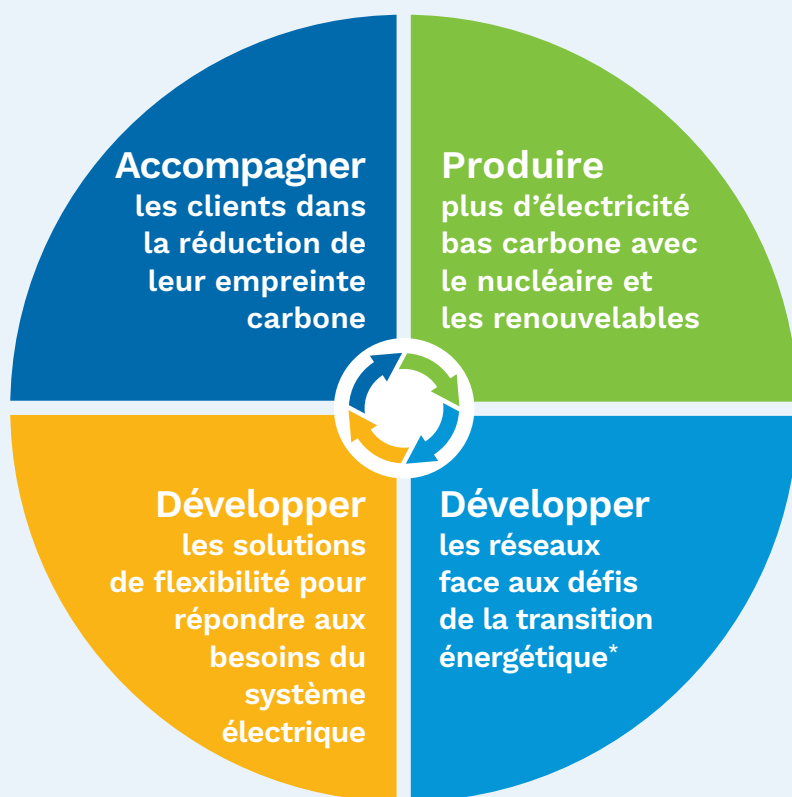
Modèle d'activité

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

2035

Des défis industriels et humains pour tous les métiers du Groupe, en France et à l'international.



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

La déclinaison des enjeux RSE en 16 engagements

- › Trajectoire carbone ambitieuse
- › Solutions de contribution carbone
- › Adaptation au changement climatique
- › Développement des usages de l'électricité et services énergétiques

- › Biodiversité
- › Gestion responsable du foncier
- › Gestion intégrée et durable de l'eau
- › Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

- › Santé, sécurité et bien-être de tous
- › Éthique, conformité et droits humains
- › Égalité, diversité et inclusion
- › Précarité énergétique et innovation sociale

- › Dialogue et concertation avec les parties prenantes
- › Développement territorial responsable
- › Développement des filières industrielles
- › Numérique responsable



Création de valeur 2023



Pour le climat et l'environnement

- Une ambition « **Zéro émission nette** » à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **467,6 TWh** à **93 %** décarbonée ⁽¹⁾ avec émissions de **37 gCO₂/kWh** ⁽²⁾
- EDF, acteur du partage de l'eau : intensité eau de **0,83 l/kWh** ⁽³⁾
- De nouveaux engagements pour la **biodiversité** (2023-2025) dans le cadre du dispositif **Act4nature** international et une mise en œuvre du nouveau cadre de reporting **TNFD** ⁽⁴⁾ prévue d'ici 2025



Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction Clients
- Près de **390 000** actions de conseil auprès des clients dans le cadre de l'Accompagnement Énergie ⁽⁵⁾



Pour les partenaires et territoires

- Les PME représentent **22,7 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- **1** emploi direct d'EDF SA génère **4,3** emplois en France
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation ⁽⁶⁾



Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **74 %** ⁽⁷⁾
- **31,7 %** de femmes dans les Comités de direction ⁽⁸⁾
- Un ratio d'équité – salaire moyen ⁽⁹⁾ de **5,8**

Chiffre d'affaires
139,7 Mds€

EBITDA
39,9 Mds€

Résultat net courant
18,5 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes



Fournisseurs
Achats ⁽¹⁰⁾
10,5 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF



État et territoires
Impôts et taxes ⁽¹¹⁾
4,1 Mds€



Collaborateurs
Rémunération ⁽¹²⁾
15,5 Mds€

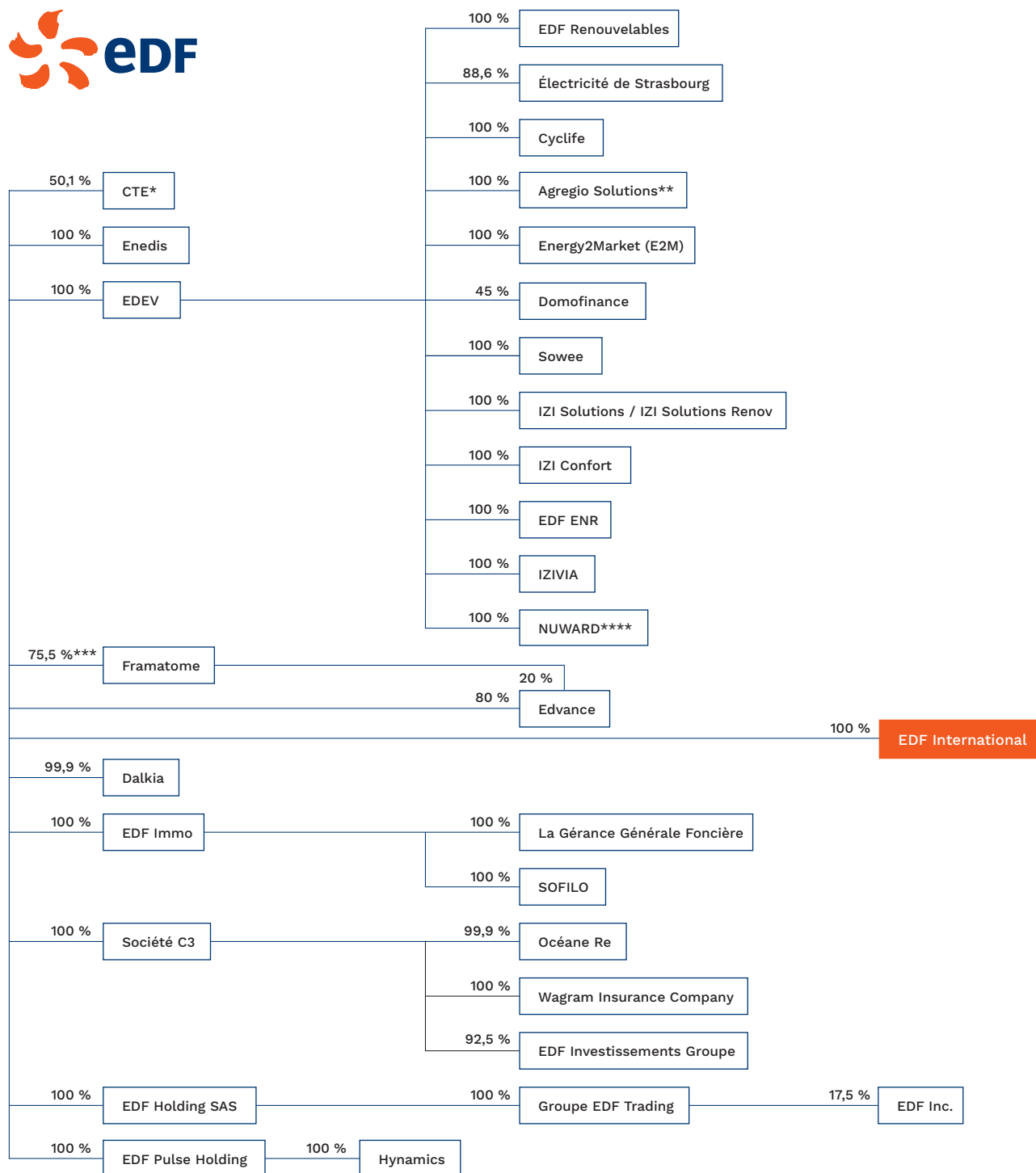
(1) Émissions directes de CO₂ liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(2) Émissions spécifiques de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(3) Eau consommée / production électrique totale du parc. Périmètre Groupe.
(4) Taskforce on Nature-related Financial Disclosures.
(5) Périmètre EDF SA.

(6) Projets de plus de 50 M€ conformes aux principes de l'Équateur - Périmètre Groupe.
(7) Enquête interne MyEDF Groupe.
(8) Périmètre Groupe.
(9) Périmètre EDF SA – ratio établi conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.
(10) Autres consommations externes consolidées.
(11) Impôts et taxes consolidés, hors impôts sur les résultats.
(12) Charges de personnel consolidées.

1.2 Présentation du Groupe

1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2023 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital. Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Les évolutions du périmètre 2023 sont commentées en note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.



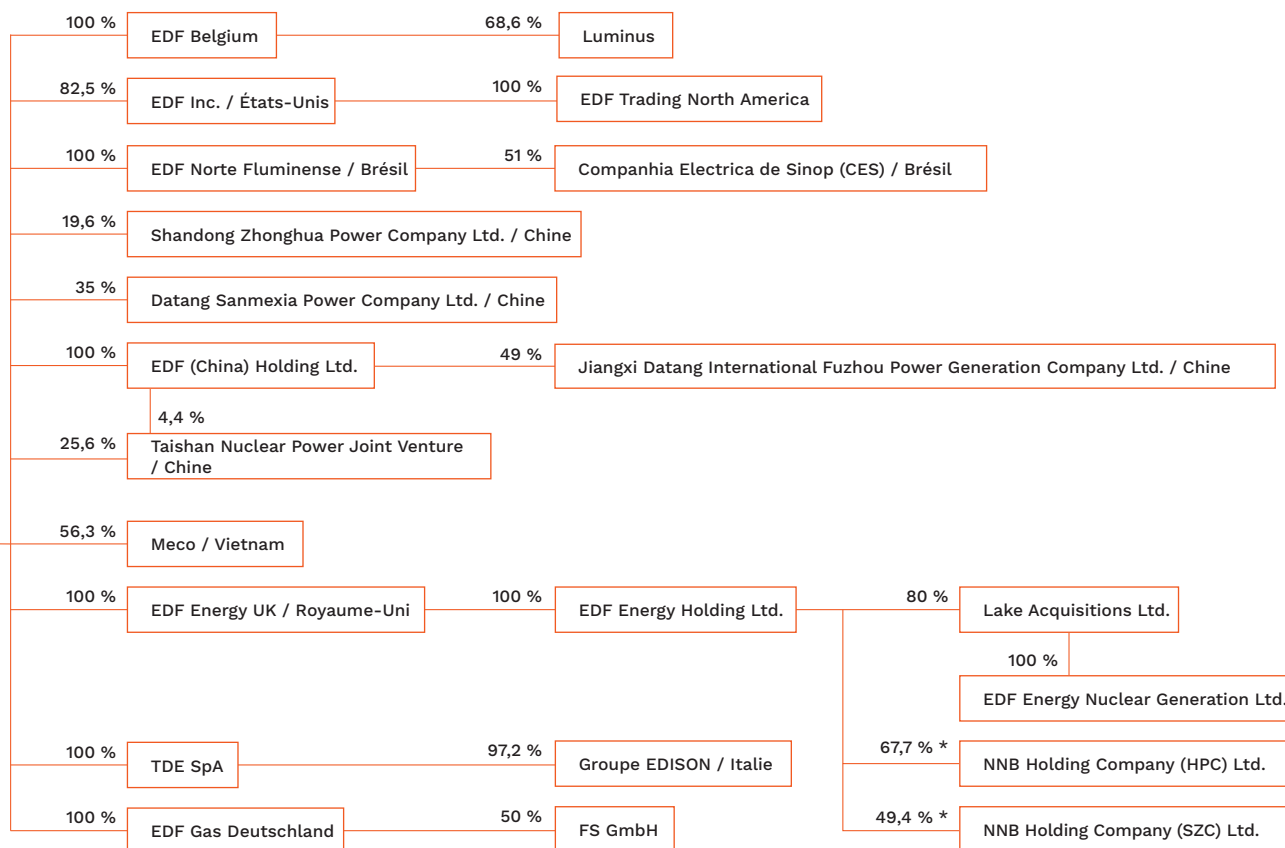
* Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

** Agregio Solutions est issue de la fusion de deux filiales existantes : Agregio et EDF Store and Forecast (voir communiqué de presse du 16 mai 2023 « Le groupe EDF crée Agregio Solutions pour renforcer son offre de gestion des flexibilités et des énergies renouvelables »).

*** Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem dans Framatome, portant ainsi sa participation à 80,5 % (voir note 14.5 « Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

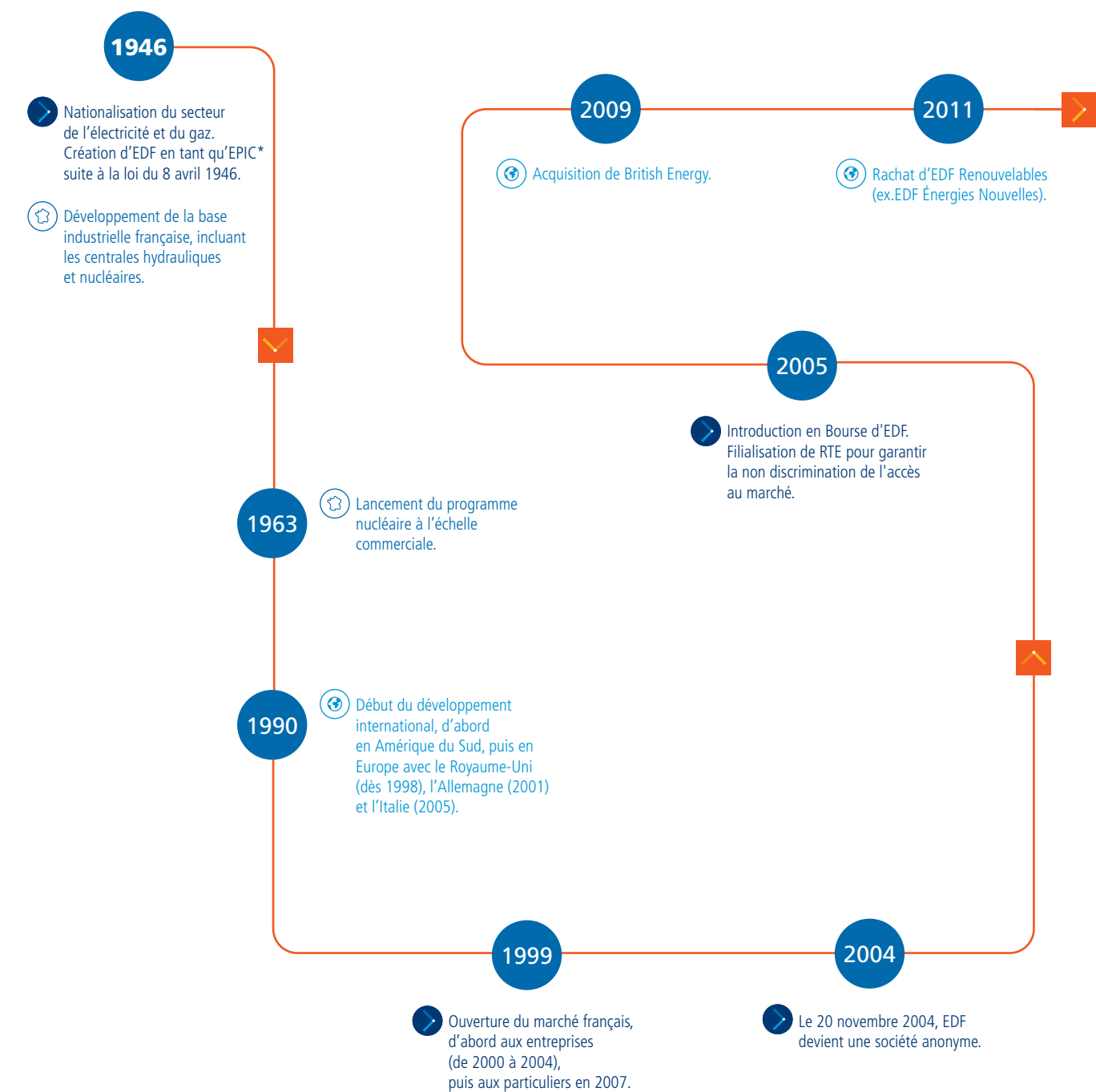
**** Filiale créée en 2023. Voir le communiqué de presse du 30 mars 2023 « EDF annonce la création de sa filiale NUWARD pour renforcer le développement de son SMR désormais en phase d'avant-projet détaillé ».

EDF International



* Voir note 14.5 « Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

1.2.2 Histoire du Groupe

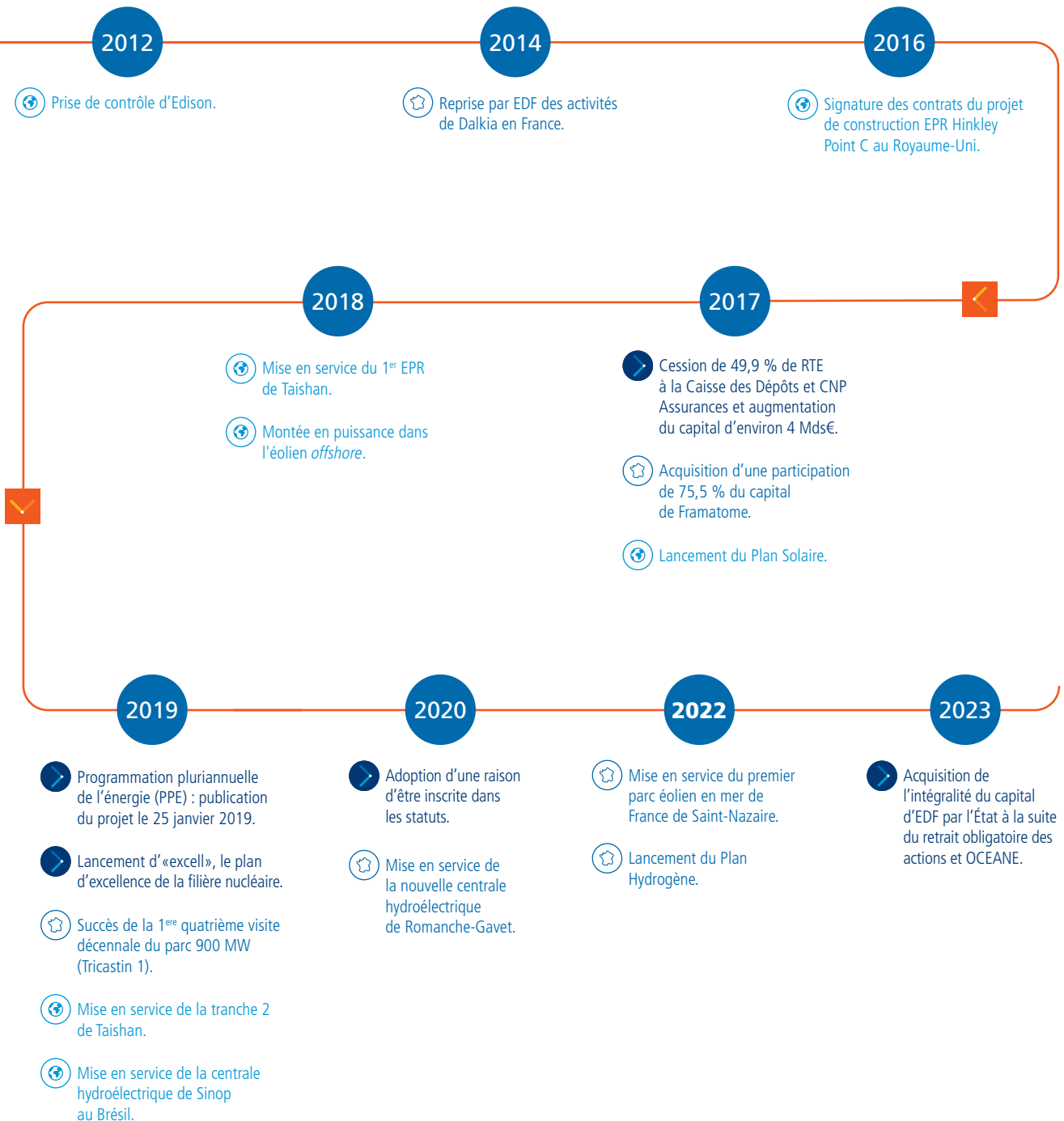


➤ Changements structurels dans le groupe EDF

🏠 Développement en France

🌐 Développement international

*EPIC : Etablissement public industriel et commercial



1.2.3 Faits marquants



Hausse importante de 41,4 TWh de la production nucléaire en France dans un contexte de prix historiquement élevés.

FINALISATION DE L'OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT SIMPLIFIÉE

- À la suite de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital, le retrait obligatoire des actions et des OCEANES émises par EDF est intervenu le 8 juin 2023.
- L'État détient à présent l'intégralité du capital et des droits de vote d'EDF.

NUCLÉAIRE

- 46 réacteurs étaient disponibles en France début janvier 2024, représentant 50 GW.
- 15 des 16 réacteurs les plus sensibles au phénomène de corrosion sous contrainte sont réparés à fin 2023 et le dernier sera traité lors de sa visite décennale qui commence en février 2024. De plus, le programme 2023 de contrôles des soudures réparées lors de la construction a été finalisé.
- Les estimations de production nucléaire en France sont confirmées dans les fourchettes 315-345 TWh pour 2024, 335-365 TWh pour 2025 et 2026 ⁽¹⁾.

NOUVEAU NUCLÉAIRE

- Flamanville 3 : réussite des essais de requalification d'ensemble de l'installation en vue du chargement du combustible qui pourra être effectué après obtention de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire autorisant la mise en service ⁽²⁾.
- Hinkley Point C :
 - > nouveau planning de démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 autour de 3 scénarios : une organisation du projet pour 2029, un cas de base en 2030 et un scénario défavorable en 2031 ⁽³⁾;
 - > nouveau coût à terminaison : 31 à 34 Mds£₂₀₁₅ (le scénario défavorable se traduirait par un coût supplémentaire de 1 Md£₂₀₁₅) ;
 - > dépréciation des actifs Hinkley Point C et du *goodwill* d'EDF Energy pour un total de 12,9 Mds€ ⁽⁴⁾;
 - > depuis fin 2023, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire et EDF finance actuellement l'intégralité des coûts.
- Sizewell C : poursuite du travail préparatoire du projet.
- EPR2 : demandes d'autorisation pour construire la 1^{ère} paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly déposées et site de Bugey choisi pour accueillir 2 futurs EPR2, après le choix de Penly et Gravelines.
- EPR1200 : EDF présélectionné pour poursuivre le processus d'appel d'offres pour la construction de 1 à 4 réacteurs EPR1200 en République tchèque.
- Nuward SMR ⁽⁵⁾ : pré-évaluation pour le développement d'un design standardisé par un collectif étendu d'autorités de sûreté nucléaire européennes.

RENOUVELABLES

- La hausse de 14 % de production éolienne et solaire à 28,1 TWh est due notamment à des mises en service majeures dont Al Dhafra (2,1 GW aux Émirats arabes unis, l'une des plus puissantes centrales solaires au monde) et Serra do Seridó (la phase 1, 480 MW au total, au Brésil, le plus grand parc éolien d'Amérique du Sud), pour atteindre 15,1 GW nets. Le portefeuille de projets éoliens et solaires est également en hausse de 15 %, à 98 GW bruts.
- Inauguration de la centrale solaire flottante de Lazer (20 MWc) sur la retenue du barrage hydroélectrique de Lazer en France, permettant de concilier la production photovoltaïque et hydroélectrique sur un même site ⁽⁶⁾.
- EDF lauréat en partenariat de l'appel d'offres du projet éolien en mer de Manche Normandie en France d'une capacité de 1 GW ⁽⁷⁾.

HYDRAULIQUE

- La hausse de 6,3 TWh de la production hydraulique en France ⁽⁸⁾ à 38,7 TWh s'explique par des taux de disponibilité élevés et de meilleures conditions hydrauliques.
- Finalisation de la mise en eau du barrage de Nachtigal au Cameroun (420 MW).
- Sélection d'EDF en consortium pour le développement du barrage de Mphanda Nkuwa au Mozambique (1,5 GW) ⁽⁹⁾.

THERMIQUE

- EDF poursuit la décarbonation de la production thermique avec la conversion à la biomasse liquide de la centrale au fioul de Port Est (212 MW) permettant une production d'EDF 100 % renouvelable à la Réunion ⁽¹⁰⁾.
- Fermeture définitive de la dernière centrale à charbon d'EDF au Royaume-Uni, West Burton A, le 31 mars 2023.
- Edison : inauguration du CCG (Cycle combiné gaz) de 780 MW Marghera Levante. Il permet une réduction de 30 % des émissions de CO₂ versus la moyenne du parc thermique en Italie et a la capacité technologique d'utiliser jusqu'à 50 % d'hydrogène.
- Expérimentation réussie d'un bioliquide sur la turbine à combustion de Brennilis à l'été 2023.

(1) Estimation de production nucléaire relative au parc actuellement en service.

(2) Voir la section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ». Planning précédent pour l'Unité 1 : juin 2027 et ancien coût : 25-26 Mds£₂₀₁₅ (voir le communiqué de presse d'EDF du 19 mai 2022 « Point d'actualité sur Hinkley Point C »).

(4) Voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2023.

(5) SMR : *Small Modular Reactor*, réacteur modulaire de petite puissance.

(6) Voir le communiqué de presse d'EDF du 20 juin 2023 « Le groupe EDF inaugure sa première centrale solaire flottante installée sur le lac d'un barrage hydroélectrique à Lazer dans les Hautes-Alpes ».

(7) Voir le communiqué de presse du 27 mars 2023 « Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer d'un gigawatt au large de la Normandie ».

(8) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 33,0 TWh en 2023 (25,0 TWh en 2022).

(9) Voir le communiqué de presse du 13 décembre 2023 « Le consortium entre EDF, TotalEnergies et Sumitomo Corporation signe un accord de développement conjoint avec le gouvernement du Mozambique pour le projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa de 1 500 MW ».

(10) Voir le communiqué de presse d'EDF du 4 décembre 2023 « Avec la conversion de la centrale de Port Est à la biomasse liquide, le parc de production d'EDF à la Réunion atteint 100 % d'énergies renouvelables ».

CLIENTS ET SERVICES

- Nouvelle politique commerciale : afin d'offrir plus de visibilité des prix et de compétitivité pour les clients, le Groupe déploie une nouvelle politique commerciale via les mises aux enchères de volumes d'électricité à 4 et 5 ans sur le marché de gros et la commercialisation de contrats de fourniture d'électricité de moyen terme. Par ailleurs, le Groupe développe des partenariats industriels de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire).
- Décarbonation des usages : les 12,4 millions de tonnes d'émissions de CO₂ évitées par les clients en 2023 traduisent l'action d'EDF auprès de ses clients, en faveur de plus de sobriété et d'électrification des usages. Le nombre de pompes à chaleur installées est en hausse de 30 %, et celui des installations photovoltaïques en toiture et ombrières de parking, en hausse de 60 %. Dans la mobilité électrique, le nombre de points de charge déployés ou gérés a progressé de 21 %.
- Hausse de 1,5 % du portefeuille de clients des pays du G4 ⁽¹⁾ qui regroupe la France, l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni, à fin 2023.
- Partenariat stratégique pour réduire de 35 % les émissions de CO₂ du parc immobilier de La Poste d'ici à 2030 (Dalkia, EDF ENR, Izivia et Urbanomy) ⁽²⁾.
- Dalkia : inauguration d'un réseau de chaleur bas carbone par géothermie en région parisienne, alimenté à 77 % par des énergies renouvelables, 11 000 tonnes de CO₂ évitées par an.

RÉSEAUX

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique :

- Les raccordements par Enedis d'installations d'énergie renouvelable progressent d'environ 120 % et ceux des bornes de recharge de véhicules électriques de 80 %.
- Les investissements d'Enedis, EDF SEI ⁽³⁾ et Électricité de Strasbourg sont en hausse de 11 % en lien essentiellement avec celle des raccordements liés à la transition énergétique.
- L'électricité a été rétablie en 5 jours pour 95 % des clients après la tempête Ciarán.
- Le seuil du million de compteurs numériques installés par EDF SEI a été franchi à fin 2023.
- Enedis reconnue 1^{ère} grande entreprise à mission du secteur de l'énergie en juin 2023 ⁽⁴⁾.

FLEXIBILITÉ

Développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique via :

- les STEP ⁽⁵⁾ hydrauliques, comme celle de Hatta aux Émirats arabes unis (250 MW-1 500 MWh de stockage) en contrat d'ingénierie ou celle de Vouglans Saut-Mortier en France (87 MW) ;
- la forte hausse de 0,8 GW du portefeuille de projets de stockage sécurisés (à 1,7 GW à fin 2023) ;
- les projets de batteries (comme au Royaume-Uni pour 173 MW et en Afrique du Sud pour 257 MW) ;
- la nette hausse de 33 % des stations de recharge intelligentes exploitées, notamment par Izi Smart Charge, pour les véhicules électriques en fonction des contraintes du réseau.

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX ET DE GOUVERNANCE

- 1^{er} investisseur et 1^{er} producteur mondial d'électricité décarbonée ⁽⁶⁾, disponible à la demande et à chaque instant, avec 434 TWh en 2023, soit 93 % de sa production. EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 37 gCO₂/kWh, en baisse de 26 % par rapport à 2022.
- Définition de nouvelles ambitions de réduction d'émissions de CO₂ avec l'objectif d'atteindre Zéro émission nette de CO₂ à horizon 2050 :
 - > une réduction des émissions du scope 1 par rapport à 2017 de 60 % en 2025, 70 % en 2030 et 80 % en 2035 ;
 - > une intensité carbone de 30 gCO₂/kWh en 2030 et 22 gCO₂/kWh en 2035.
- Selon l'évaluation de Moody's ⁽⁷⁾ la trajectoire de réduction d'émissions de CO₂ du Groupe est en ligne avec un scénario de réchauffement de + 1,5 °C.

FINANCEMENT

- Mise en œuvre du programme de financement 2023 : émissions pour environ 8 Mds€ d'obligations senior sur divers marchés et 1,5 Md\$ d'obligations hybrides.
- Conversion, par l'État français, en capital de toutes les OCEANES à échéance 2024 pour 2,4 Mds€ contribuant au renforcement des capitaux propres.
- Confirmation de la notation financière avec une perspective stable par les 3 agences S&P, Moody's et Fitch ⁽⁸⁾.
- EDF a émis avec succès sa 1^{ère} émission obligataire verte dédiée au financement des investissements du parc nucléaire existant pour un montant de 1 Md€ ⁽⁹⁾.

(1) 40,9 millions de clients décomptés par point de livraison en France, Italie, Belgique et Royaume-Uni. Un client peut avoir deux points de livraison.

(2) Voir le communiqué de presse du 12 décembre 2023 « Les groupes La Poste et EDF s'associent pour accélérer la transition énergétique du parc immobilier postal ».

(3) SEI : Systèmes énergétiques insulaires.

(4) Voir le communiqué de presse d'Enedis du 26 juin 2023 « Enedis devient la première grande entreprise à mission du secteur de l'énergie ».

(5) STEP : Station de transfert d'énergie par pompage.

(6) Source : Enerdata, *Power Plant Tracker* en 2022.

(7) Voir Rapport d'évaluation « Net Zero Assessment ».

(8) Stabilité de la notation financière après l'ajout d'un cran supplémentaire lié au soutien de l'État et l'abaissement d'un cran de la notation *standalone*.

(9) Voir le communiqué de presse d'EDF du 28 novembre 2023 « EDF annonce le succès de sa première émission obligataire verte dédiée au financement du parc nucléaire existant, pour un montant de 1 milliard d'euros ».

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

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

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

En Europe, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne donnent le cadre des mesures en permettant à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Les programmes de relance qui font suite à la crise sanitaire Covid renforcent encore la priorité donnée au climat. De même, le programme « REPowerEU » annoncé en 2022 par la Commission européenne pour répondre aux perturbations du marché mondial de l'énergie provoquées par la guerre en Ukraine ajoute les enjeux de la résilience, de la souveraineté et de la préservation de la compétitivité de cette transition énergétique. Les programmes nationaux associés se concentrent en priorité sur la diminution des émissions de CO₂, de la façon la plus compétitive possible, en s'appuyant sur une vision industrielle ancrée dans les territoires.

En France, l'électricité représente un peu plus de 12 % des émissions de CO₂ ⁽²⁾ (39 % ⁽²⁾ pour le monde). La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est désormais « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ».

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui décline les orientations de la politique énergétique française, offre une visibilité à dix ans, indispensable pour les grands acteurs industriels.

Pour atteindre ces objectifs, les leviers majeurs à activer sont :

- la baisse de la consommation d'énergie, en développant des solutions d'efficacité énergétique et des incitations à la sobriété ;
- le pivotement des usages fossiles vers les énergies décarbonées, avec l'électricité décarbonée et la chaleur renouvelable en priorité.

La transition vers une économie sans carbone doit également préserver le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la souveraineté énergétique.

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

1.3.2 Priorités de la stratégie

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020 et se déploie dans la stratégie du Groupe.

EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone ⁽³⁾. Pour chaque kWh produit, EDF émet 6 fois moins de CO₂ que la moyenne des *utilities* européennes (251 gCO₂/kWh ⁽⁴⁾) et se fixe des objectifs de réduction d'émissions encore plus ambitieux : en 2030, EDF aura réduit de 70 % ses émissions directes par rapport à 2017 ; en 2035, la baisse de ses émissions directes sera portée à 80 %. L'intensité carbone de l'électricité produite par le Groupe sera de 30 gCO₂/kWh en 2030 et baissera à 22 gCO₂/kWh en 2035. Et EDF s'engage à réduire ses émissions indirectes, de 28 % en 2030 par rapport à 2019.

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

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, **le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et à l'international.** EDF est aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, des procédés industriels à la mobilité, ainsi qu'aux bâtiments tertiaires et résidentiels.

Pour fournir ses clients, EDF répond à la demande croissante en électricité bas carbone en accélérant le développement de ses moyens de production décarbonés. En France, EDF poursuit l'exploitation du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance et travaille aux conditions permettant le lancement du programme de construction de 6 EPR2 et de son extension éventuelle à 14 EPR2. Reconnu pour ce savoir-faire, EDF s'engage dans le développement de projets nucléaires au-delà de la France (chantier Hinkley Point C et projet Sizewell C au Royaume-Uni, dépôt d'une offre pour le site Dukovany en République tchèque et pour le site Jaitapur en Inde...). EDF poursuit les développements dans l'hydroélectricité et accélère le développement des énergies renouvelables.

Combiné à la croissance des raccordements de clients et des nouveaux usages, le développement des renouvelables constitue un défi d'ampleur pour les réseaux électriques : en tant qu'opérateur responsable, **le groupe EDF développe et renforce les réseaux de distribution afin de garantir durablement leur résilience et leur performance.** Devenant de plus en plus instable et volatil, **le système électrique aura besoin de gagner en flexibilité : EDF s'attache à mobiliser un bouquet de solutions** pour répondre à ces besoins, afin d'adapter la consommation et la production de manière plus dynamique et réactive.

(1) Source : Agence internationale de l'énergie - *World Energy Outlook* (Perspectives énergétiques mondiales) 2023.

(2) Source : ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés du climat, édition 2023, page 35.

(3) Source : Enerdata, *World ranking of zero direct CO₂ emissions power producers* (2022, TWh), <https://power-producers-ranking.enerdata.net/>

(4) Valeur 2022, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2023.



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

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

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

Un nouveau modèle de marché (post-ARENH)

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

Ces orientations auraient vocation à être inscrites dans un projet de loi qui serait présenté en 2024.

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

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

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

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le document de consultation publique sur le projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité en date du 23 novembre 2023 indique notamment prévoir le versement par EDF d'une contribution composée d'une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif envisagé serait articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un premier seuil d'activation évalué à la date de la consultation à 78 €/2022/MWh et un deuxième seuil, fixé à 110 €/2022/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %⁽¹⁾.

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

Les particuliers, les entreprises, les collectivités locales souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer... Chacun veut devenir acteur de sa transition énergétique. Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout.

EDF y répond via des solutions accessibles et innovantes permettant de consommer moins et mieux :

• En réduisant leur empreinte carbone grâce à l'électrification des usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO₂ :

> dans les transports :

Pour accompagner le déploiement massif de l'électrification des mobilités, EDF a lancé en 2018 le plan industriel mobilité électrique à la maille du G4, visant à être le 1^{er} fournisseur d'électricité du segment des propriétaires de véhicules électriques, ayant déployé 340 000 bornes de recharge à fin 2023 pour lever les verrous technologiques, en valorisant les capacités de stockage des véhicules électriques (*smart charging*). Sur la mobilité lourde, EDF s'est engagé dans la production et la commercialisation d'hydrogène électrolytique et de ses dérivés. EDF porte des positions de leader dans le secteur de la mobilité électrique (France et Royaume-Uni).

> dans le bâtiment :

Le Groupe est très investi aux côtés des professionnels du secteur, des bailleurs, des collectivités. L'objectif est de les aider à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments et à évoluer vers la décarbonation de leurs usages. Il propose une gamme de services allant du suivi et du pilotage des consommations au soutien direct aux opérations de décarbonation, comme par exemple l'électrification du chauffage avec les pompes à chaleur qui permettent à la fois de réaliser des économies d'énergie et de décarboner ou des offres de rénovation de l'habitat. EDF accompagne également directement les ménages⁽²⁾ avec IZI by EDF et sa filiale IZI Confort. Enfin, via sa filiale Dalkia, le Groupe est actif dans le développement des réseaux de chaleur et de froid pour les aider à décarboner (par des sources d'énergies renouvelables et par la récupération d'énergie) et dans le développement des Contrats de performance énergétique (CPE) pour les bâtiments publics, les entreprises ou les grands ensembles de logements.

(1) Conformément au document de consultation publique sur le projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité en date du 23 novembre 2023.

(2) Ceux-ci peuvent choisir une pompe à chaleur en remplacement de leur chaudière fortement émettrice de CO₂, qu'elle soit au fioul ou au gaz.

> dans l'industrie :

Le groupe EDF développe des solutions d'électrification des processus industriels, de récupération de chaleur fatale et de production de chaleur renouvelable à travers sa filiale Dalkia et de production d'hydrogène électrolytique décarboné. Il met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leur outil de production (four et chaudières électriques...). Il propose également (via sa filiale Agregio Solutions) la valorisation des flexibilités dans le système électrique ou des offres d'approvisionnement vert.

Ces solutions visent à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission de plus 30 millions de tonnes de CO₂ d'ici 2030 ⁽¹⁾ chez ses clients :

- **en aidant ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie** (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) ;
- **en incitant, en complément, ses clients à consommer de manière plus sobre** en partageant des conseils sur les gestes vertueux au quotidien (« les écogestes »), comme par exemple baisser le chauffage à 19 °C, en invitant les clients qui le peuvent à déplacer des consommations sur des heures moins tendues du système électrique ou en mettant à leur disposition des outils pour comprendre leurs consommations (appli « EDF & Moi »). Ces messages ont fait l'objet d'une large campagne de publicité d'EDF « je baisse, j'éteins, je décale » en octobre 2022.

EDF développe la valeur de son portefeuille clients dans les pays du « G4 » (France, Belgique, Italie et Royaume-Uni). Il s'appuie sur une relation client de référence et une large gamme d'offres et de solutions, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires.

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

En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation développé avec ses partenaires, le groupe EDF choisit parmi ces innovations celles permettant d'accélérer la transition énergétique, en accompagnant autant que possible le tissu industriel français.

Enfin, la transition énergétique ne se fera que si elle est juste, solidaire et rentable. Le groupe EDF accompagne ses clients pour les aider à mieux consommer. EDF accorde une attention particulière aux clients les plus fragiles et met en œuvre des actions pour combattre la précarité énergétique (voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »).

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

Parce qu'en France, l'électricité produite par EDF est décarbonée à 96 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité CO₂ à horizon 2050. Son action vise à accélérer le développement des énergies renouvelables en complément de son parc nucléaire dont elle garantit la sûreté, la performance et la compétitivité.

Il n'y aura pas de solution unique pour garantir une électricité décarbonée, mais un ensemble de technologies : nucléaire, hydraulique, solaire, éolien terrestre et maritime, moyens de production thermique décarbonés.

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

EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « **Grand Carénage** » du parc existant en France est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement. L'ambition d'EDF est de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle de production du parc existant et d'être en capacité de produire de 360 à 400 TWh à terme d'électricité d'origine nucléaire en France. Les études sont engagées pour poursuivre l'exploitation du parc existant au-delà de 60 ans, dans les meilleures conditions de sûreté, tout en prenant en compte le retour d'expérience international, pour les réacteurs de même conception que ceux du parc français. Ces études seront complétées par des études techniques approfondies, qui seront remises à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) avant fin 2025.

Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO₂ ⁽²⁾, qui produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, est un atout essentiel pour disposer d'un mix électrique décarboné à l'horizon 2050.

À ce titre, EDF construit les réacteurs d'Hinkley Point C au Royaume-Uni et finalise le chantier de Flamanville 3 en France. Deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine, dans lesquels EDF a une participation, et un à Olkiluoto en Finlande.

En France, après les annonces du Président de la République en février 2022 à Belfort sur le **lancement du programme de construction de 6 réacteurs nucléaires en France**, EDF, aux côtés de la filière nucléaire, se prépare à la réalisation de ce programme ambitieux et indispensable et effectue des études pour 8 EPR2 supplémentaires. La phase de concertation et de dialogue avec les parties prenantes suit son cours. Le débat public relatif au projet d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site normand de Penly s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. Il a permis d'informer et de débattre sur ce projet et a donné lieu à un compte-rendu de la CPDP (Commission particulière du débat public) et à un bilan de la présidente de la CNDP (Commission nationale du débat public), tous deux rendus publics le 26 avril 2023. EDF a saisi en décembre 2023 la CNDP pour son projet de construction d'une deuxième paire de réacteurs nucléaires de production d'électricité de type EPR2 sur le site de Gravelines. Par décision du 10 janvier 2024, la CNDP a décidé qu'il y avait lieu d'organiser un débat public.

Le Groupe développe le **projet Nuward**, démonstrateur du premier **Small Modular Reactor (SMR)** en France et vise un début de construction en 2030.

EDF a conclu un accord avec le gouvernement britannique pour poursuivre le développement du projet de **centrale nucléaire Sizewell C**. Le gouvernement britannique a annoncé le 22 janvier 2024 porter son investissement à hauteur d'environ 2,5 milliards de livres sterling et est devenu l'actionnaire majoritaire du projet depuis la fin de l'année 2023, aux côtés d'EDF. En parallèle, une levée de fonds a été lancée pour le projet, visant à apporter des capitaux privés complémentaires au moment de la décision finale d'investissement ⁽³⁾. La décision finale d'investissement d'EDF reste notamment soumise à la capacité à réunir le financement nécessaire à la réalisation du projet ainsi que sa déconsolidation du bilan du Groupe.

EDF se prépare également aux reconversions de sites liées aux arrêts de l'exploitation des centrales en fin de vie. EDF, via Cyclife, poursuit le développement de ses activités dans la déconstruction d'actifs de production nucléaire et développe l'économie circulaire par le recyclage et le démantèlement.

(1) Calcul des émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. Cet indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

(2) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 4 gCO₂/kWh.

(3) Sizewell C equity raise process - GOV.UK (www.gov.uk) ; Further steps to prepare Sizewell C for construction - GOV.UK (www.gov.uk).

● **Cette ambition de production très bas carbone pour le groupe EDF se décline d'autre part par l'accélération du développement rentable des énergies renouvelables en France et à l'international.**

Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer...). Elles représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe ⁽¹⁾. Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur majeur des énergies renouvelables et ambitionne de poursuivre son développement avec l'objectif d'atteindre une capacité installée d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) de 100 GW bruts en 2030.

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

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

Le rôle des réseaux dans la transition énergétique est clé. Sous l'effet de la hausse durable de la demande d'électricité et d'un accroissement de la part des énergies renouvelables dans le système électrique, les gestionnaires de réseaux doivent réussir la trajectoire ambitieuse de développement des raccordements portée par la PPE en France. Les réseaux doivent s'adapter à une variabilité croissante des systèmes électriques et par conséquent, être en capacité d'absorber des injections massives d'énergies intermittentes (solaire, éolien) et donc de piloter différemment les réseaux à la fois en injection et en soutirage.

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

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

La part de l'électricité dans le mix énergétique des Français devenant majoritaire d'ici 2050, les réseaux doivent être encore plus résilients aux aléas pour garantir l'accès à l'électricité. En complément, les compteurs communicants déployés par les gestionnaires de réseaux permettent aux gestionnaires d'électricité d'accompagner leurs clients pour mieux comprendre leurs besoins et répondre aux demandes des fournisseurs dans toutes leurs actions d'incitation à plus de sobriété.

En France, Enedis ⁽²⁾ porte au cœur de ses préoccupations l'enjeu de la fiabilité des réseaux et assure une électricité disponible à 99,9 % en France ⁽³⁾. Maintenir ce niveau de disponibilité sur l'horizon 2035/2040 est un défi industriel et humain considérable.

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

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

En réponse à ces besoins croissants d'équilibrage, EDF développe un bouquet de solutions pour répondre à ces exigences sur les différents horizons temporels. Ces flexibilités se concrétiseront par exemple à l'amont par la poursuite du développement de l'hydroélectricité (lacs et STEP), par la capacité à moduler des futurs réacteurs nucléaires (EPR), par des batteries, des centrales thermiques décarbonées (grâce aux bioénergies, éventuellement au processus de captation et de stockage du carbone), et à l'aval par le développement des effacements ou la mobilisation de la recharge intelligente des véhicules électriques (V1G, V2G). Ainsi, le plan Stockage, lancé en 2018, ambitionne de développer + 10 GW bruts de capacités de stockage au sein du Groupe d'ici 2035.

Filiale à 100 % d'EDF, Agregio Solutions fait partie des leaders français des métiers de l'agrégation des ressources énergétiques décentralisées. Pour compenser la variabilité de la production des énergies renouvelables, Agregio Solutions développe une gamme de produits de flexibilités électriques, afin de piloter certains usages de consommation, ou de stocker l'électricité dans des batteries. En 2026, Agregio Solutions ambitionne un portefeuille de plus de 12 GW contractualisés.

D'ici 2035, le Groupe vise à atteindre 2 GW de capacités thermiques décarbonées sur ses géographies, et à opérer au moins une centrale à gaz à cycle combiné (CCG) équipé de la technologie CCS- Captation transport et séquestration définitive du CO₂ émis par l'actif de production.

En France, EDF se différencie ainsi, par sa capacité à offrir une électricité décarbonée en 24/7 et fait bénéficier à ses clients d'une électricité décarbonée à 96 % sur le territoire métropolitain.

Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique

En 2023, près de 95 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2022) ⁽⁴⁾.

Le Groupe poursuit la revue régulière de son portefeuille d'actifs afin de procéder, le cas échéant et si les conditions sont satisfaisantes, à des cessions d'actifs non stratégiques. Compte tenu de la réduction de l'endettement financier net constatée au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le Groupe ne communique désormais plus d'objectif chiffré en matière de plan de cession.

(1) 33,9 GW à fin 2023 sur un total de 117,3 GW en données consolidées.

(2) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.

(3) <https://www.enedis.fr/nouvelle-france-electricite-horizon-2027-et-2032-enedis-publie-le-document-preliminaire-un-futur>

(4) Voir dans la section 6.1, la note 20.4 « Investissements décarbonés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et voir également la section 3.7.4 « Taxonomie européenne ».

1.3.2.1 Des priorités stratégiques soutenues par 5 plans

Les orientations du Groupe sont soutenues par les 5 plans suivants et un programme de travail stratégique ⁽¹⁾ en cohérence avec la raison d'être d'EDF et son modèle d'affaires :

	Avec le plan solaire lancé en 2017, le groupe EDF souhaite devenir le leader du solaire photovoltaïque en France avec 30 % des nouvelles capacités construites ⁽²⁾ entre 2020 et 2035.
	Avec le plan stockage lancé en 2018, le groupe EDF prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035, pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW. D'ici 2030, le groupe EDF a l'ambition de développer un portefeuille de 1 million de kits <i>off-grid</i> . Le stockage est clé pour stabiliser la fréquence sur le réseau, favoriser l'insertion des énergies renouvelables et piloter des microréseaux dans les zones non interconnectées. Il sera développé au travers de stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique, ainsi que par des batteries.
	Avec le plan mobilité électrique lancé en octobre 2018, le groupe EDF vise une position de leader dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur ses quatre plus grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). À fin 2023, près de 340 000 points de charge ont été déployés. Enfin, pour sa propre flotte de véhicules légers, EDF déploie le programme EV100 ⁽³⁾ et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.
	2023 est l'année de pérennisation du plan excell , lancé au printemps 2020 pour permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence afin d'être au rendez-vous des projets nucléaires. Dans le contexte nouveau de relance du nucléaire, l'enjeu de ce plan est de permettre au nucléaire, énergie bas carbone, de continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique. En 2023, les 30 engagements du plan excell ont été finalisés et ancrés dans les pratiques opérationnelles, grâce à l'engagement d'EDF et de l'ensemble des entreprises de la filière nucléaire française ⁽⁴⁾ . Voir également la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».
	Avec le plan hydrogène lancé en avril 2022 ⁽⁵⁾ , EDF vise une position de leader européen de la production d'hydrogène 100 % bas carbone, à partir d'électricité bas carbone de réseau, nucléaire ou renouvelable, afin de contribuer à la décarbonation de l'industrie et des transports lourds (dont les secteurs maritime et aérien via les e-carburants).

1.3.2.2 La transformation du Groupe

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

Le Groupe peut s'appuyer sur de solides atouts : un engagement des équipes toujours très fort, au service de la raison d'être d'EDF et de l'intérêt général, une expertise reconnue sur l'ensemble des métiers, et des valeurs partagées autour de l'entraide et l'accompagnement des salariés. Les démarches de transformation engagées ces dernières années ont par ailleurs généré de réels progrès, notamment sur la responsabilisation des équipes et l'incitation à innover.

Pour aller plus vite, plus loin, le Groupe amplifie la transformation de ses modes de fonctionnement sur plusieurs aspects :

- l'efficacité collective, pour répondre à la multiplication et l'accélération des projets ;
- la transversalité entre les Métiers pour agir ensemble sur le système électrique dans une vision intégrée ;
- le développement accru d'une culture de performance centrée sur le client pour répondre au nouveau modèle économique dans lequel le Groupe va évoluer ;
- l'adoption des pratiques et standards les plus performants pour réussir le défi du recrutement des compétences clés.

Une démarche de coconstruction a été engagée dans le Groupe, de façon à définir « l'état d'esprit » qui réunit les équipes pour être au rendez-vous des défis de demain et être la génération qui fait la transition. Cet état d'esprit repose sur trois priorités, sur lesquelles l'ensemble des équipes seront appelées à se mobiliser :

- EDF est une seule équipe, qui collabore avec plaisir au service de ses clients ;
- EDF se réinvente, en tirant parti de la diversité et en apprenant des autres ;
- EDF est au rendez-vous des résultats attendus, car EDF sait simplifier, prioriser et décider au bon niveau.

Sans attendre, plusieurs chantiers de transformation ont été lancés dans le cadre de l'élaboration d'un nouveau projet d'entreprise, en cohérence avec cet « état d'esprit » :

1. Des chantiers d'excellence opérationnelle

Quatre chantiers d'excellence opérationnelle lancés en janvier 2023 pour « faire réussir EDF » sont au service du projet industriel et humain. Ils appuient et intègrent les plans déjà lancés (excell, START 2025...).

Chantier « Industrialiser et accélérer le Numérique » : l'objectif de ce chantier est de projeter le Groupe dans un fonctionnement fluide et intégré, créateur de valeur, avec un langage et des outils communs, des données plus accessibles et partagées.

Chantier « Temps métal » : ce chantier vise à améliorer la performance opérationnelle, l'attractivité des métiers pour un meilleur service auprès de ses clients et redonner des marges de manœuvre financières au Groupe pour réaliser les investissements nécessaires.

Chantier « Compétences » : l'objectif de ce chantier est d'être au rendez-vous des besoins considérables de compétences appelées par la transition énergétique et les projets du Groupe.

(1) Le programme de travail stratégique se décline en une vingtaine de chantiers, pilotés au niveau du Comité exécutif.

(2) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées.

(3) EV100 est une initiative mondiale née à New York lors de la Climate Week NYC en septembre 2017. Elle vise à fédérer les grands groupes engagés autour du développement de la mobilité électrique et de sa généralisation d'ici 2030.

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 15 novembre 2022 « Le plan excell présente ses résultats annuels et ses perspectives pour la pérennisation de ses standards ».

(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 avril 2022 « Le groupe EDF lance un nouveau plan industriel dédié à l'hydrogène 100 % bas carbone ».

Chantier « Mesurer et Piloter la Performance Opérationnelle » : ce chantier a pour objectif de renforcer le pilotage et le suivi de la performance du Groupe par une augmentation de la performance opérationnelle permettant de générer un meilleur niveau de cash-flow et d'assurer la soutenabilité financière du Groupe.

2. L'évolution des organisations des métiers du Nucléaire

Les défis que le Groupe doit relever sur le volet des projets nucléaires sont inédits. Pour faire face aux nouveaux besoins et à l'enjeu d'être au rendez-vous des projets d'investissement dans de nouveaux réacteurs et de poursuite d'exploitation du parc, la transformation des activités nucléaires consisterait à organiser de manière plus industrielle les activités, dans une logique :

- de renforcement et de professionnalisation de ces lignes Métier par le regroupement des compétences ;

- d'augmentation et d'accélération des cadences ;
- de soutien aux objectifs de standardisation et d'efficacité opérationnelle ;
- de fonctionnement transversal au service des clients internes et externes.

Le projet est en cours de discussion dans le cadre du dialogue social.

3. La transformation des Filières Transverses

Un travail a été engagé auprès des 5 principales filières soutenant l'activité et les opérations (Ressources humaines, Communication, Numérique, Finance et les filières du Secrétariat Général) en intégrant des principes de fonctionnement plus matriciels.

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO₂, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe ambitionne de poursuivre le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR (*Small Modular Reactors*).

467,6 TWh

de production
d'électricité

117,3 GW

de capacité installée
consolidée dans le monde

37,7 GW

de capacité
renouvelable nette

93 %

de production
décarbonée *

* Émissions directes de CO₂, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas ;
- un parc nucléaire standardisé de 56 réacteurs en France ⁽¹⁾ et de 9 réacteurs en exploitation au Royaume-Uni ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire (conception, exploitation et déconstruction) ;
- la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en poursuivre l'exploitation ;
- un parc produisant à 93 % sans émission de CO₂ ⁽²⁾ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

Avec une puissance installée totale de 86,5 GW en France continentale ⁽³⁾ au 31 décembre 2023, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 365,9 TWh ⁽⁴⁾ en 2023. Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2023 de :

- 56 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 450 MW, avec une moyenne d'âge de 38 ans. Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 425 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 78 ans ⁽⁵⁾. Voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France » ;
- d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA, CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisse de Chatelôt et Émosson.

(1) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim.

(2) Émissions directes de CO₂, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(3) EDF hors Corse et Outre-mer.

(4) Consommation du pompage hydraulique comprise.

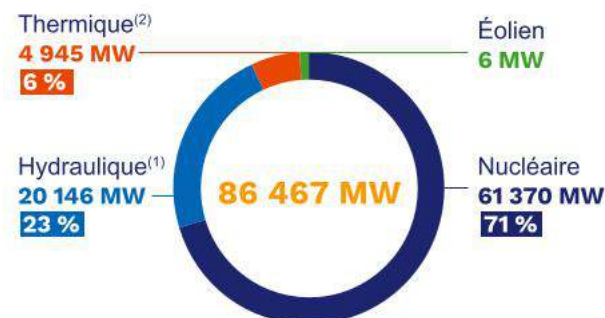
(5) Moyenne arithmétique.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Capacité installée et production d'EDF SA en France continentale – 2023

Capacité installée



Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2023, y compris énergie marine : 240 MW.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 310 MW en 2023.

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,4 TWh en 2023.

(2) Production pompage compris.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,9 TWh en 2023.

NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Le plan excell

Lancé au printemps 2020, le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver un haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets actuels et à venir en France, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde. Le plan excell bénéficie également aux programmes du parc nucléaire existant, notamment au Grand Carénage et aux opérations de maintenance associées.

Les engagements qui n'étaient pas totalement finalisés fin 2022 l'ont été en 2023 mettant un terme au déploiement des actions du plan excell. La dynamique engagée est désormais la règle pour tous les acteurs du nucléaire au sein d'EDF et dans la filière ; elle continue à porter ses fruits. Son impact sur les résultats des projets nucléaires est suivi dans un tableau de bord trimestriel dont les cibles ambitieuses sont autant de leviers vers l'excellence. Ce tableau de bord intègre également les résultats atteints dans le domaine des compétences avec l'analyse annuelle conduite par le GIFEN ⁽¹⁾ dans le cadre du projet MATCH ⁽²⁾ et dans celui de la relation partenariale entre EDF et ses fournisseurs suivis par le baromètre de la filière nucléaire porté par le GIFEN. L'intégralité des engagements est disponible à l'adresse <https://www.edf.fr/plan-excell> ⁽³⁾.

2023 permet de faire le bilan d'ensemble du plan. Les avancées sur chacun des cinq axes du plan témoignent des résultats obtenus :

La gouvernance des projets nucléaires

Les jalons principaux des projets nucléaires ont été identifiés. Pour chaque jalon, trois éléments clés ont été définis qui conditionnent le franchissement du jalon. L'équipe de contrôle des grands projets, constituée de quelques experts de haut niveau dans les différentes compétences, a été mise en place. Elle apporte une vision tête haute de l'avancement des projets et peut aider un projet en difficulté. En parallèle, une maîtrise d'ouvrage pour le programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 a été mise en place (voir également la section 1.4.1.1.3.2).

Les compétences

Le déploiement du projet MATCH du GIFEN apporte désormais une vision complète, actualisée annuellement, des besoins en recrutement et en formation dans les différents secteurs industriels et une analyse métier par métier. Nourrie par les prévisions d'activité des exploitants nucléaires et par les ressources disponibles chez les industriels de la filière, cette vision permet de définir les actions à lancer en matière d'attractivité, de formation et de recrutement.

C'est l'Université des Métiers du Nucléaire, créée début 2021, qui assure le pilotage de l'ensemble des actions destinées à satisfaire ces besoins en ressources compétentes, formées et expérimentées. Rassemblant les acteurs de ce domaine, sur le plan national et régional, l'Université des Métiers du Nucléaire est le véritable moteur de la remontée en compétences de la filière.

La fabrication-construction

Parmi les nombreuses actions qui ont été menées on retiendra deux évolutions majeures :

- une nouvelle stratégie de surveillance des fabrications pour réaliser la convergence entre le déroulement fluide du cycle de fabrication de l'industriel d'une part, les enjeux de qualité et les exigences réglementaires associées d'autre part ;
- pratique courante dans d'autres industries, le développement de la qualification des procédés industriels pour rescuriser la qualité des produits et alléger le besoin de surveillance.

Enfin, EDF a décidé la mise en œuvre de la certification au regard de la norme ISO 19443 pour ses propres entités concernées par les enjeux de sûreté nucléaire et pour les entreprises réalisant des fabrications ou des activités impliquant de tels enjeux. 120 entreprises de la filière sont certifiées ISO 19443 et la démarche se poursuit avec 80 entreprises en cours de certification.

La relation fournisseurs

La qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est au cœur de la réussite des opérations sur le parc et des nouveaux projets. En concertation avec les entreprises de la filière, les dispositions contractuelles ont été revues pour mieux orienter la relation vers l'objectif de réussir ensemble les projets. Un baromètre annuel recueille la perception des fournisseurs et permet d'évaluer la progression et d'identifier les domaines dans lesquels des avancées sont encore nécessaires. Le « plateau fournisseurs » permet aujourd'hui d'avoir une vision transverse des enjeux industriels et d'élaborer la stratégie qui vise à rationaliser le panel de fournisseurs et à mettre en place une gestion de bout en bout de la performance des principaux fournisseurs. Des revues régulières de performance et une démarche *supplier development* pour appuyer les industriels dans leur progression vers l'excellence en sont les principaux leviers.

(1) GIFEN : Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire.

(2) MATCH : projet porté par le GIFEN pour l'adéquation charge - ressources au sein de la filière nucléaire.

(3) Voir aussi la section 3.4.3.2.1 « Le plan excell : être au rendez-vous des grands projets nucléaires ».

La standardisation

Standardisation et réplication sont aujourd'hui les mots clés de l'ingénierie nucléaire d'EDF. Les référentiels techniques ont été simplifiés dans leur rédaction et digitalisés pour s'intégrer directement dans les outils de conception. Cette action se prolonge aujourd'hui pour focaliser les exigences techniques des contrats sur le strict besoin. Des catalogues d'usage obligatoire (ou CADO) ont été établis afin de réduire la diversité tant des équipements que des fournisseurs. Cette évolution majeure augmente la taille des séries à fabriquer et favorise l'investissement dans l'automatisation des process et les compétences, gages d'amélioration continue de la qualité. La réplication garantit à la fois l'utilisation de matériels éprouvés et la réduction des risques.

Dans le domaine du soudage, la Haute École de formation soudage de Cherbourg (Hefaïs) poursuit sa croissance, elle intégrera sa structure définitive au premier semestre 2024. L'habilitation des soudeurs, le renforcement de la qualité des contrôles et de l'organisation des chantiers de soudage sont autant d'éléments coconstruits avec les entreprises du secteur pour viser le « souder bon du premier coup ». Ces pratiques ont démontré leur efficacité dans les opérations du chantier « corrosion sous contrainte ».

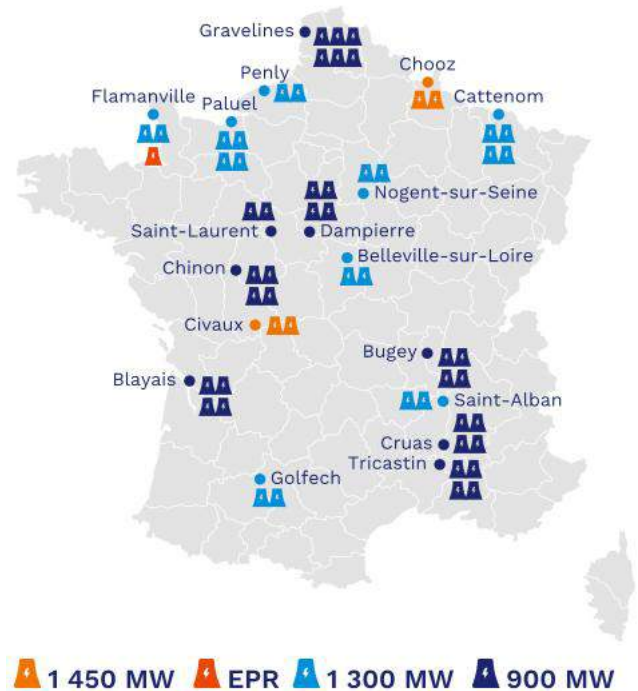
1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2023 constitue 87,6 % de sa production totale d'électricité ⁽¹⁾.

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

EDF décline son parc de réacteurs REP en exploitation selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible. Le parc nucléaire en France est composé de 56 tranches en fonctionnement, réparties sur 18 sites ⁽²⁾, propriétés d'EDF. Il représente une puissance totale autorisée de 61 370 MW au 31 décembre 2023. Avec un âge moyen d'environ 38 ans, il se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Palier	Nbre de tranches en exploitation	Puissance totale	Âge moyen
900 MW	32	29 010 MW	41
1 300 MW	20	26 370 MW	35
N4 - 1 450 MW	4	5 990 MW	23
TOTAL	56	61 370 MW	38



(1) Pompage hydroélectrique compris.

(2) Après la mise à l'arrêt définitif en 2020 des deux tranches 900 MW de Fessenheim.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2023 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2021	VD5	Gravelines 6	1985	2018	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4 en cours	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 4	1979	2021	VD5	Chinon B3	1987	2020	VD4
Bugey 5	1980	2021	VD5	Chinon B4	1988	2020	VD4
Dampierre 1	1980	2021	VD5	Paluel 1	1985	2016	VD4
Gravelines 1	1980	2021	VD5	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4 en cours	Paluel 3	1986	2017	VD4
Tricastin 1	1980	2019	VD5	Paluel 4	1986	2019	VD4
Tricastin 2	1980	2021	VD5	Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Dampierre 2	1981	2022	VD5	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4 en cours	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Flamanville 2	1987	2020	VD4
Tricastin 3	1981	2022	VD5	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Gravelines 3	1981	2022	VD5	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 1	1988	2021	VD4
Blayais 1	1981	2022	VD5	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 2	1983	2013	VD4 en cours	Nogent 2	1989	2020	VD4
Blayais 3	1983	2015	VD4	Penly 1	1990	2021	VD4
Blayais 4	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2021	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3 en cours
Saint-Laurent 2	1983	2023	VD5	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4 en cours	Penly 2	1992	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B1	2000	2020	VD3
Cruas 2	1984	2018	VD4	Chooz B2	2000	2019	VD3
Cruas 3	1984	2014	VD4	Civaux 1	2002	2021	VD3
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 2	2002	2022	VD3

À fin 2023 :

- **sur le palier 900 MW**, 12 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale (dont Blayais 1 et Saint-Laurent B2 en 2023). 5 VD4 sont en cours de réalisation (Blayais 2, Bugey 3, Chinon B1, Dampierre 3, Gravelines 2);
- **sur le palier 1 300 MW**, 16 réacteurs sur 20 ont terminé leur 3^e visite décennale (dont Penly 1 en 2023). 1 VD3 est en cours de réalisation (Golfech 1) ;
- **sur le palier N4**, les 4 réacteurs ont terminé leur 2^e visite décennale (dont Civaux 1 et Civaux 2 en 2023).

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installations nucléaires de base)

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

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

(1) <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspensions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf>

Les contrats d'allocation de production

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

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

Au 31 décembre 2023, EDF compte dans son parc 10 tranches nucléaires concernées par ce type de contrat (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

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

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

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

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

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible. Il représente en effet moins de 30 % des coûts d'exploitation ⁽³⁾. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3.

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermo-sensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. Ainsi, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2023 :

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

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt du réacteur. Elles permettent de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque cycle de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR) d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont également réalisés ;
- la visite partielle (VP), d'une durée normative ⁽⁴⁾ d'environ 85 jours, consacrée au déchargement/rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée afin d'effectuer une visite décennale ⁽⁵⁾ (VD). Sa durée est de l'ordre de 180 jours ⁽⁶⁾ en moyenne. Elle varie en fonction du programme de travaux et de maintenance ainsi que du palier concerné.

Le programme d'une visite décennale comprend :

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

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

Cadre réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'ASN est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

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

(1) Groupe Axpo.

(2) Groupe Engie.

(3) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.

(4) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.

(5) En conformité avec l'article L. 593-18 du Code de l'environnement.

(6) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base. Ils sont utilisés juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de la consommation durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros, en raison d'interconnexions limitées aux frontières, conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre.

Production 2023

La production nucléaire s'établit à 320,4 TWh en 2023, en augmentation de 41,4 TWh par rapport à 2022 (279,0 TWh). Cette augmentation est due à une meilleure disponibilité du parc nucléaire en raison principalement d'une meilleure maîtrise du traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC), ainsi qu'une amélioration de la maîtrise des arrêts pour maintenance. Après la découverte du phénomène de CSC fin 2021, plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêt pour maintenance avaient été nécessaires en 2022 pour comprendre le phénomène et mettre en œuvre une stratégie de traitement. En 2023, le traitement de la CSC est entré dans une dimension industrielle : l'amélioration des procédés de contrôle, ainsi que le retour d'expérience des travaux de réparation, ont permis d'optimiser les plannings et de réduire la durée d'indisponibilité des réacteurs.

À souligner, l'impact d'un mouvement social d'ampleur nationale contre la réforme des retraites en mars et avril 2023, ayant retardé les opérations de maintenance et de redémarrage des réacteurs.

Performances techniques 2023

Malgré les progrès réalisés, le dossier de corrosion sous contrainte continue d'impacter la production nucléaire de l'année 2023, bien qu'en baisse par rapport à 2022, en grande partie grâce à l'industrialisation des chantiers.

Parmi les arrêts terminés, les arrêts suivants ont respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle :

- Nogent 2 (VP), Cattenom 2 (VP), Cattenom 1 (Arrêt Intermédiaire), Belleville 2 (Arrêt Intermédiaire) et Golfech 2 (ASR). Arrêts du palier 1 300 P4 ayant intégré les travaux de remplacement préventif de lignes RIS branche froide dans le cadre de la stratégie de traitement de la CSC et bénéficié des optimisations de chantier issues du retour d'expérience ;
- Blayais 3 (ASR), Tricastin 2 (VP), Tricastin 1 (VP), non concernés par le dossier CSC.

À souligner notamment la performance de Tricastin 1, VP tête de série des travaux Lot B post-VD4, terminée avec 29 jours d'avance par rapport à sa durée prévisionnelle.

Lancé en 2021, le programme de transformation START 2025, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche, continue de porter ses fruits : la prolongation des arrêts de tranche a été réduite de 13,7 jours en moyenne par rapport à 2022. Cela passe notamment par la maîtrise des opérations de mise à l'arrêt et de redémarrage des réacteurs. À titre d'exemple, alors que l'opération de déchargement du réacteur commençait dans le respect du planning pour seulement 2 % des arrêts en 2021, ce respect du planning est passé à 40 % en 2022 et à 64 % en 2023.

Parmi les réacteurs qui ont connu des dépassements conséquents de leur durée prévisionnelle (> 50 jours) figurent principalement les premiers réacteurs ayant été impactés par la CSC : Civaux 1 (VD), Civaux 2 (VD), Chooz 1 (VP), Chooz 2 (VP), Cattenom 1 (VP), Flamanville (ASR-RGV), Golfech 1 (VD), Penly 1 (VP) et Penly 2 (VP). Hors affaire CSC : Blayais 1 (VD), Cruas 1 (VP), Gravelines 1 (VP) et Saint-Alban 1 (VP). Il s'agit d'arrêts sur des sites ayant un programme industriel particulièrement important (Gravelines, Cruas) ou ayant été impactés par des aléas techniques dimensionnants et le mouvement social de début d'année (Blayais, Cruas, Saint-Alban).

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

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible ⁽¹⁾ rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 59,6 % en 2023, est 7,7 % supérieur à celui de 2022 (51,9 %). Il est la résultante d'un Kd de 67,3 %, supérieur de 9,2 % rapport à 2022 (58,1 %) et d'un Ku de 88,6 %, en baisse de 0,7 % par rapport à celui de 2022 (89,6 %).

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

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

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la CSC des 56 réacteurs du parc nucléaire : 40 réacteurs ont été identifiés comme peu ou pas sensibles au phénomène de CSC. Il s'agit des 32 réacteurs du palier 900 MW et des 8 réacteurs du palier 1 300 MW-P4. 16 réacteurs ont été détectés comme sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC, il s'agit des 12 réacteurs du palier 1 300 MW-P4 et des 4 réacteurs du palier N4. À fin 2023, le remplacement préventif des portions de tuyauteries est achevé pour 15 des réacteurs sensibles à la CSC. Le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la CSC sera terminé au 1^{er} trimestre 2024.

En 2023, plus de 350 contrôles non destructifs ont été programmés pour confirmer le diagnostic de sensibilité des réacteurs, et caractériser un risque inhérent aux soudures qui ont été réparées lors du montage initial ⁽²⁾, quelle que soit la sensibilité du réacteur. Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ils ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de CSC qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2023.

En 2024, le programme de contrôles des réacteurs va se poursuivre avec un volume de contrôles supérieur à celui de 2023. Comme en 2023, ils pourraient impliquer le choix de réaliser quelques réparations complémentaires. Les contrôles seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'est envisagé. Ainsi, fin 2025, l'essentiel du programme de contrôles des lignes auxiliaires aura été mené à son terme, conformément aux prévisions initiales. Il aura été complété par des contrôles sur d'autres lignes (lignes d'expansion du pressuriseur, circuit primaire principal, lignes de petits diamètres).

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

(1) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

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

Service d'irradiation en appui au CEA

À la demande de l'Etat, EDF étudie la réalisation d'un service d'irradiation par l'intermédiaire des deux réacteurs de la centrale de Civaux en appui du CEA qui a souhaité disposer de moyens redondants en soutien de ses activités ⁽¹⁾.

1.4.1.1.2.2 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

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

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites. Elle a ensuite été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire. Elle s'appuie sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME). Voir la section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement ». Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3.

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, interconnexion européenne...), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement

notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. La réalisation du programme électronucléaire français a conduit EDF à mettre en place une démarche de sûreté qui :

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

1.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

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

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

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Ainsi, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque centrale nucléaire ⁽²⁾, des évaluations globales d'excellence en commun avec les *peer-reviews* de la WANO ⁽³⁾. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 40 inspecteurs. L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé et rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF. Il mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Les inspections permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès. Son rapport annuel est rendu public.

Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. Leur nombre a été divisé par quatre en une vingtaine d'années. En 2023, ils se sont élevés à 15 sur l'ensemble du parc.

• **À l'échelon national**, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASN via :

- des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASN : 451 ont eu lieu en 2023 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF ;

➢ un processus de réexamen périodique (décennal) : il vise à vérifier la conformité de l'installation aux règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASN communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport et prend position sur la poursuite du fonctionnement du réacteur pour les 10 ans suivant la visite décennale. Elle peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires ⁽⁴⁾. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 mars 2024 « EDF répond à la demande de l'État d'étudier la réalisation d'un service d'irradiation en appui au CEA ».

(2) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.

(3) World Association of Nuclear Operators.

(4) Voir dans la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » le cadre réglementaire sur l'ASN.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

- **À l'échelon international**, des inspections ont lieu régulièrement. Elles permettent la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde :
 - > les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA ⁽¹⁾ sont effectuées à la demande de l'État français (une par an). Elles ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2023, l'OSART a été réalisée sur Penly ;
 - > les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2023, il y en a eu trois ainsi qu'une Corporate Peer Review.

Le dispositif d'alerte

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

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

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

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

Les événements significatifs dans le domaine de la sûreté

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

Les écarts présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'ASN sont dénommés « événements significatifs ». La détection par les exploitants nucléaires des événements significatifs joue un rôle fondamental en matière de prévention des incidents ou des accidents. La réglementation demande à tous les exploitants nucléaires de déclarer à l'ASN les événements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement. Chaque événement est analysé par les équipes de la centrale pour déterminer son caractère significatif avec une vision indépendante de cette déclaration portée par la filière indépendante de sûreté.

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

Tous les événements significatifs doivent être déclarés à l'ASN par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous

48 heures ouvrées. Ils incluent une proposition de classement sur l'échelle INES ⁽²⁾ (échelle internationale à sept niveaux – de 1 à 7 suivant leur importance ; ceux qui n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté nucléaire sont déclarés au niveau 0). L'ASN demeure responsable de la décision finale de classement. L'utilisation de l'échelle INES permet à l'ASN de sélectionner ceux qui ont une importance suffisante pour faire l'objet d'une communication de sa part.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement classé sur l'échelle INES de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. En 2023, EDF a déclaré, en France, 710 événements significatifs pour la sûreté (ESS), par rapport aux 683 ESS de 2022. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (comme en 2022) n'a été déclaré.

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

Les résultats 2023 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et sont disponibles sur Internet ⁽³⁾.

La radioprotection

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

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,70 homme. Sievert par réacteur, en baisse de 2 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 %. En 2023, elle est de 0,72 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv (0,93 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

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

Cadre réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

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

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

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

(1) Agence internationale de l'énergie atomique.

(2) *International Nuclear Event Scale*.

(3) Par exemple pour le rapport 2022 : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/EDF_Rapport%20IGSNR_2022_FR.pdf

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

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

Les risques associés au cycle du combustible sont décrits au chapitre 2 – Risque 5D « Maîtrise du cycle du combustible ».

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

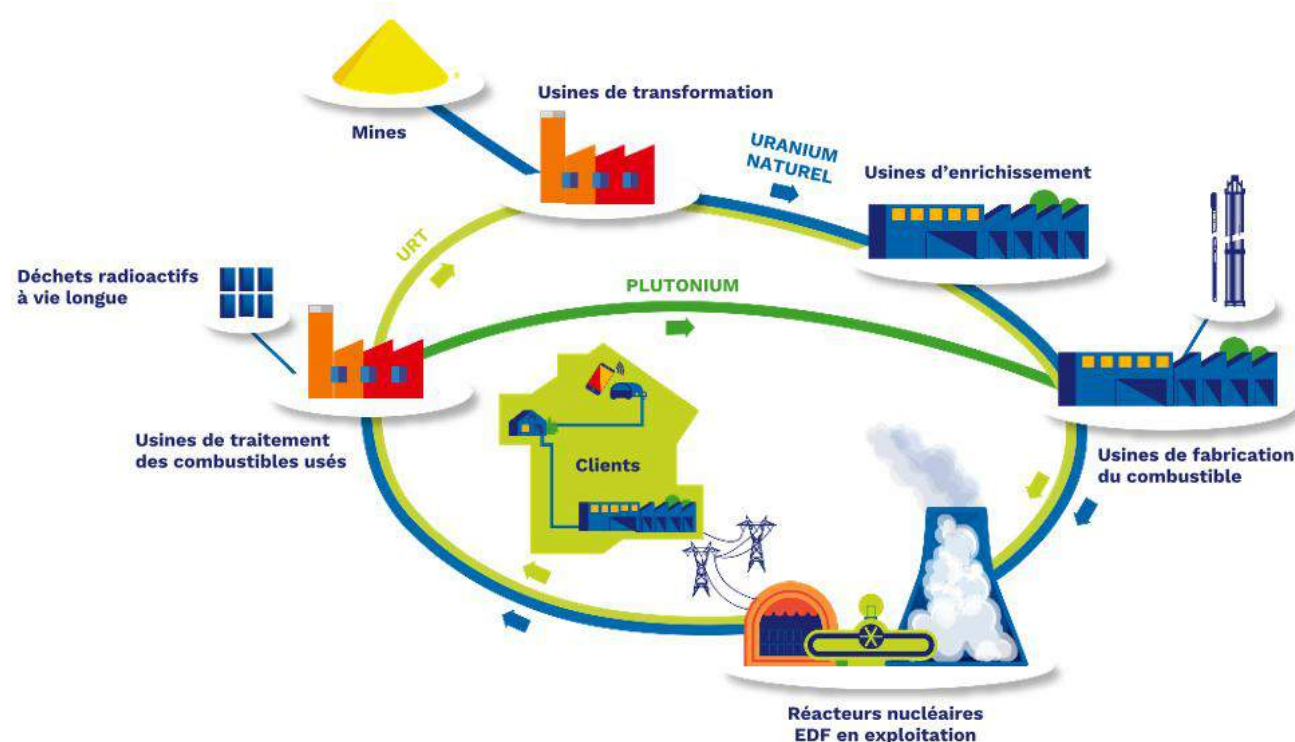
EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle qui se décompose en trois étapes :

- **l'amont du cycle** comprend l'achat par EDF de concentrés issus du minerai d'uranium. Les transformations en produits plus élaborés à savoir la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication des assemblages de combustible sont confiées aux industriels du cycle au travers de contrats de service pluriannuels ;

- **le cœur du cycle** correspond à son utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur. EDF assure ces opérations ;

- **l'aval du cycle** pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

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



L'amont du cycle

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

L'approvisionnement en uranium naturel

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

EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA⁽¹⁾. Voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

(1) World Nuclear Association.

La fluoration (ou conversion)

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

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

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

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière avait été suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Le premier chargement d'assemblages est intervenu fin 2023, confirmant ainsi que les conditions industrielles, réglementaires et économiques sont remplies.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

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

La fabrication des assemblages de combustible

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

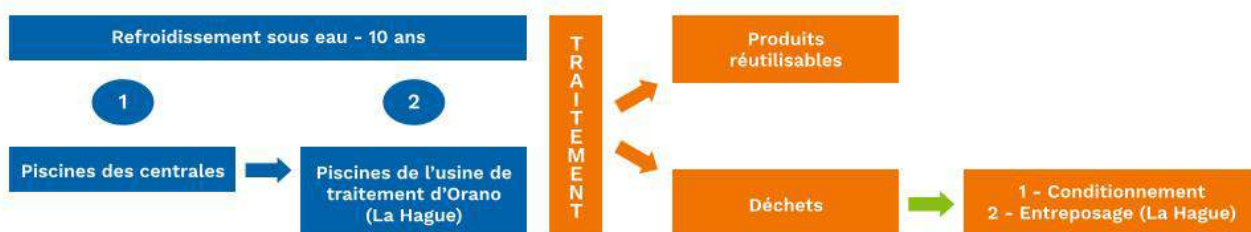
L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point C (Royaume-Uni)

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

L'aval du cycle

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

Le parcours des combustibles usés



EDF et Orano : une collaboration encadrée

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

- en décembre 2008 : un accord-cadre pour la période 2008-2040 ;
- en février 2016 : un contrat d'application pour la période 2016-2023 et les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés ;
- en septembre 2023 : un accord énumérant les grands principes (*termsheet*) autour desquels la rédaction du contrat d'application pour la période 2024-2026 est en cours de finalisation entre EDF et Orano.

Le projet Piscine d'EDF à La Hague

Dans le cadre de l'anticipation des besoins en entreposage du parc de production nucléaire, EDF travaille sur la conception d'une piscine d'entreposage de combustibles usés de grande capacité. Sa durée prévisionnelle d'exploitation est de l'ordre d'une centaine d'années. Elle vise à permettre notamment l'entreposage long terme des combustibles MOX et URE usés provenant des REP et des assemblages du réacteur à neutrons rapides « Superphénix » entreposés dans l'APEC⁽²⁾. Cet entreposage est effectué dans l'attente d'un multirecyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3^e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV ».

Le besoin de capacités d'entreposage complémentaires et la pertinence d'une solution d'entreposage sous eau ont été confirmés à l'issue du débat public organisé par la CNDP⁽³⁾ (du 17 avril au 25 septembre 2019). Le ministère de la Transition écologique et l'ASN ont publié leurs conclusions le 21 février 2020. Ils actent

Cadre réglementaire

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

Orano est chargé du traitement des combustibles usés.

L'ANDRA⁽¹⁾ est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement.

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

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

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

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

« la poursuite des travaux liés à la mise en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage centralisées sous eau ». Suite à ce débat public, et à l'avis positif rendu par l'ASN le 23 juillet 2019 sur le dossier d'options de sûreté (DOS), EDF dispose des fondements requis pour poursuivre son projet.

EDF a réalisé, entre le 18 novembre 2021 et le 8 juillet 2022, une concertation préalable associée au projet d'implantation de cette piscine à La Hague dans le périmètre du site d'Orano. Le bilan des garants, publié le 8 août 2022, a fait le constat d'une participation citoyenne « réelle, diversifiée et productive ».

À l'issue, EDF a indiqué poursuivre le projet et a mis en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue avec le territoire, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. Par ailleurs, EDF a engagé l'étude de plusieurs dispositions concrètes visant à améliorer l'insertion du projet dans le territoire.

Le coût de construction de l'installation évalué fin 2020, à 1,25 milliard d'euros₂₀₂₀ est inclus dans la trajectoire financière du Grand Carénage.

En parallèle, pour répondre aux enjeux de capacité d'entreposage de combustible usé à plus court terme, Orano, à la demande d'EDF, développe une technique lui permettant de densifier ses piscines existantes à La Hague. Le dossier d'options de sûreté de ce projet a été expertisé par l'IRSN⁽⁴⁾. Dans son avis du 28 mai 2021, l'IRSN considère que les options de sûreté retenues sont adaptées.

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

(1) ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

(2) Piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville.

(3) Commission nationale du débat public.

(4) IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés

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

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

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

Les déchets MAVL englobent :

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

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

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

• Cigéo : le projet du Centre industriel de stockage géologique

Présentation générale

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

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

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

Principales étapes

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote. La livraison des premiers déchets devrait débuter entre 2035 et 2040.

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

le dossier présenté par l'ANDRA. Elle a émis un certain nombre de recommandations pour la finalisation du dossier de demande d'autorisation de création. Elle a appelé notamment à une association encore plus étroite d'EDF et d'Orano pour la préparation du dépôt de cette demande.

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

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

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

En parallèle, la conférence de citoyens sur la phase pilote organisée par l'ANDRA entre mai et juillet 2021 a émis un « Avis citoyen ». Deux consultations en ligne du public ont eu lieu, de mai à septembre, sur la gouvernance et la phase pilote.

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

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 16 décembre 2022 par voie électronique et le 17 janvier 2023 par voie officielle (papier).

Suite à ce dépôt, l'instruction de la DAC par l'ASN et l'IRSN a débuté. Le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier : le GP1 (groupe permanent 1) est prévu en avril 2024, le GP2 fin 2024 et le GP3 mi-2025, pour un avis ASN prévu en septembre 2025.

Cas particulier du traitement des déchets bitumineux

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

Fiscalité de Cigéo

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

Chiffrage de Cigéo

Le chiffrage de référence actuel de Cigéo est précisé par l'arrêté du 15 janvier 2016. Une actualisation de ce chiffrage de référence est prévue pour 2025.

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

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

Par ailleurs, par décision du 18 décembre 2023, l'ASN a approuvé et encadré la poursuite du conditionnement à ICEDA des déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) en colis C1PG^{SP}.

Déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

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

L'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi que le 5° PNGMDR⁽²⁾ fixent à l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA de produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaïnes. Ce dossier est en cours de finalisation par l'ANDRA pour envoi à l'ASN début 2024.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis de démontrer des gains significatifs qui permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la construction du nouveau centre de stockage FAVL annoncé au plus tôt à l'horizon 2045.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2044, est donc un stockage au CSA. Le risque de construction d'un entreposage temporaire sur Chinon pour ce graphite a cependant été pris en compte, ainsi que le risque d'un scénario de stockage direct du graphite de Chinon A2 dans un stockage FAVL.

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

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

Les déchets FMA et TFA proviennent de :

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

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

Faisant suite au débat public PNGMDR et en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR, les textes réglementaires permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France ont été publiés le 14 février 2022. Cette évolution réglementaire attendue, permet de poursuivre le développement du projet Technocentre, installation dédiée à la valorisation de ces métaux.

La feuille de route liée au projet « Technocentre » précisant les objectifs et le calendrier du projet, demandée par le PNGMDR, a été envoyée à la DGEC le 22 février 2023. Elle rappelle le contexte et donne les orientations du projet.

La création et le développement de Cyclife

En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, la holding « Cyclife » a été créée. L'objectif est de :

- regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis ;
- asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement.

En 2018, Cyclife SAS a acquis 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement et de la gestion des déchets. Le 22 décembre 2021, le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila au Royaume-Uni a été signé. Cette nouvelle acquisition permet de renforcer la position de Cyclife en Angleterre sur le secteur de l'ingénierie nucléaire.

En 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech⁽³⁾ ont été créées pour développer des solutions pour le démantèlement des réacteurs à eau légère et la conception d'installations de traitement de déchets (Cyclife Engineering), ainsi que pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech).

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

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

Le 31 mars 2022, Cyclife SAS a poursuivi son développement par l'acquisition de société française Quadrica spécialisée dans le développement d'outils numériques.

En janvier 2024, les deux sociétés Cyclife Digital Solutions et Quadrica ont fusionné pour une meilleure visibilité et la poursuite du développement sur les solutions digitales.

Début janvier 2024, la société Cyclife Japan est créée, comme nouvelle filiale pour répondre aux besoins du marché japonais.

Ainsi, le Groupe poursuit sa croissance et son développement. Cyclife répond aux projets d'EDF tout en proposant des services de démantèlement et de gestion des déchets sur les marchés européen et japonais.

L'innovation

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

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

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

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France⁽⁴⁾.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

(2) Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal Officiel* du 10 décembre 2022.

(3) Société codétenue par EDF et Veolia.

(4) Voir la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 à la section 6.1.

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

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

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

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

Jusqu'à 50 ans

Mise en œuvre du 4^e réexamen périodique sur les paliers 900 et 1 300 MW comportant des modifications de grande ampleur des installations et apportant des améliorations majeures en termes de sûreté. Le passage des 30 ans du palier 1 450 MW est calé sur les mêmes objectifs d'améliorations que les 40 ans pour les deux autres paliers.

Palier 900 MWe

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

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

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

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

Le déploiement des modifications de la première phase des travaux lors des VD4 se poursuit grâce aux enseignements tirés des premières VD4 (à fin 2023, elles sont soldées sur 12 réacteurs et en cours sur 5 autres). Les modifications de la deuxième phase de travaux ont été soldées avec succès lors de la tête de série sur la visite partielle de Tricastin en 2023. Les résultats sur ces VD4 sont satisfaisants. Ils montrent une bonne capacité d'industrialisation des opérations ainsi que l'implication du tissu industriel pour la réussite de ce projet.

Palier 1 300 MWe

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MWe engagé en 2021 se poursuit avec l'ASN. La tête de série (TTS) est prévue sur le réacteur n° 1 de Paluel en 2026.

Une concertation publique, organisée par le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, va être engagée pour la phase générique du réexamen périodique des réacteurs électronucléaires du palier 1 300 MWe entre le 18 janvier et le 30 juin 2024.

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

Palier 1 450 MWe

L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MWe a été initiée avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029. La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

De 50 à 60 ans

Lancement fin 2022 des études du 5^e réexamen périodique du palier 900 MWe (TTS) en 2029 intégrant :

- l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique ;
- un contrôle approfondi de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

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

Au-delà de 60 ans

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

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

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

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

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect :

- des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- des Programmations pluriannuelles de l'énergie ;
- des avis et prescriptions de l'ASN ;
- des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a pris acte de l'achèvement, au 31 décembre 2021, de la première phase du programme Grand Carénage et a approuvé le principe de poursuivre le Programme, avec une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1300, et le lancement de la phase Études de la VD 5 900.

Coût du programme

Les investissements sur la période 2022 à 2028 ont été valorisés, lors du lancement de la phase 2 du Grand Carénage, à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 milliards d'euros₂₀₂₁. En 2023, le montant total des investissements s'élève à 4,4 milliards d'euros.

Par ailleurs, les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte conduisent à des dépenses d'investissements estimées à 1,2 milliard d'euros courants (1,1 milliard d'euros₂₀₂₁) sur la période 2022-2025.

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

C – Les enjeux liés à la déconstruction des centrales

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

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

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

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

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

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

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

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

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

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

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

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

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'installation ICEDA pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction (MAVL) ⁽²⁾.

Le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction reste à compléter par la mise en place du centre de stockage des déchets FAVL. Voir dans la section 1.4.1.1.2.3-A « Les étapes et les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, dans le cadre des opérations de démantèlement des centrales UNGG, il est prévu la construction d'un entreposage pour les chemises ⁽³⁾ FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

Chooz A

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 56 tranches en exploitation. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

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

Le chantier a progressé significativement en 2023 :

La vidange de la piscine après découpe des structures internes s'est terminée fin juin, ouvrant la voie à la découpe des tubulures des tuyauteries primaires préalable à la levée de la cuve dont les travaux préparatoires sont en cours.

Le contrat concernant la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur (rénovation qui doit être réalisée en amont de la levée de la cuve) a été signé et les travaux ont démarré au quatrième trimestre 2023.

Néanmoins, du fait des différents aléas (cadences de découpe inférieures à l'attendu, présence de matière organique et de points radiologiquement chauds après vidange...) que le projet a subis, la fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2026. Un risque de décalage supplémentaire d'un an subsiste.

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

Fessenheim

Les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale ont été définitivement arrêtés respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020. Fin 2020, le projet « PREDEM Fessenheim » a été mis en place. Il vise à coordonner toutes les opérations de fin d'exploitation (vidange des circuits, évacuation du bore, condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires...).

(1) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), silos de Saint-Laurent, ICEDA, etc.

(2) Voir dans la section 1.4.1.1.2.3 le paragraphe « ICEDA ».

(3) Les « chemises graphite » proviennent de l'exploitation de l'ancienne filière française des réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG). Ce sont des enveloppes cylindriques creuses en graphite qui entouraient l'élément combustible.

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

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

Le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) en Suède est finalisé et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) a été obtenu. Les travaux de démantèlement électromécanique d'une partie de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs, sont en cours et vont se poursuivre jusqu'à la fin du premier trimestre 2024.

À fin 2023, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel.

Le dossier de demande de démantèlement de la centrale a été déposé en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera le début de la phase de démantèlement.

L'IRSN a rendu son avis le 31 mai 2023. Son rapport ne met pas en évidence de divergence technique ou d'approche ni dans la démonstration de sûreté, ni dans l'étude d'impact. Sur la base des engagements d'EDF et du rapport IRSN, le groupe permanent (GP) qui s'est tenu le 22 juin retient une seule recommandation : « le GP recommande qu'EDF présente, en amont de la mise œuvre des opérations de démantèlement des cuves et de leurs internes, un dossier justifiant les dispositions techniques et organisationnelles de conception et d'exploitation retenues pour maîtriser les risques de dissémination de substances radioactives et d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants associés à ces opérations ». L'Autorité environnementale a rendu son avis le 21 décembre 2023 en soulignant un dossier « très bien construit et proportionné aux enjeux ».

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

Par ailleurs, le décret n° 2021-1785 du 24 décembre 2021 a autorisé la prise d'eau et le rejet dans le Grand Canal d'Alsace pour la réfrigération de divers circuits auxiliaires de Fessenheim.

Brennilis

Depuis 2000, EDF est entièrement responsable de la déconstruction de cette installation en lieu et place du CEA ⁽¹⁾. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel ⁽²⁾ a été finalisée mi-2018. Notamment le radier de la station de traitement des effluents qui a été démolie et les terres retirées conformément au Plan de gestion des terres. Suite aux contrôles finaux, l'ASN a confirmé en juin 2022 que les objectifs d'assainissement des sols de cette zone avaient été atteints. En avril 2023, l'ASN a également autorisé l'arrêt du rabattement de la nappe phréatique, ce qui a permis d'engager les opérations liées au comblement de la zone.

Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet » ⁽³⁾. EDF prépare maintenant la mise en application des nouvelles règles générales d'exploitation associées à ce décret afin de démarrer les travaux de démantèlement du réacteur, prévus à partir du deuxième trimestre 2024.

Creys-Malville

En 2022, les bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur ont été extraits (leur découpe est depuis en cours dans un atelier dédié) et remplacés par la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) depuis laquelle seront menées de 2024 à 2027 les découpes sous eau des internes de cuve.

La mise en service de l'atelier robotisé est prévue pour tout début 2024 et fera suite à la fin des essais des outils de découpe des internes réalisés en 2023. La mise au point des appareils et des automates a rencontré des difficultés lors des essais.

En dehors du bâtiment réacteur et en parallèle de la fin du retrait des protections thermiques des matériels des 4 bâtiments « générateurs de vapeur » ont été attribués les marchés associés au démantèlement des réservoirs et tuyauteries de ces bâtiments, qui généreront environ 5 000 t de déchets (dont 90 % de déchets conventionnels) lors des chantiers programmés de 2024 à 2027.

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

UNGG

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

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

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

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

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

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

Le programme d'essais avance comme prévu et un premier bilan a été présenté à l'ASN mi-2023.

Suite à l'inspection sur « la maturité sur le pilotage des projets complexes » qui s'est terminée en novembre 2020 (démarche exploratoire par une équipe regroupant l'ASN, l'IRSN et la DGEC), les réponses et prises d'engagements d'EDF ont été transmises en mai 2022 à l'ASN.

D'un point de vue réglementaire, le dossier de démantèlement des silos du site de Saint-Laurent a été transmis électroniquement à l'ASN le 30 septembre. Le dépôt des dossiers de démantèlement pour Chinon A2, A1 et des dossiers de modification substantielle des décrets de Chinon A3, Saint-Laurent A, et Bugey 1 a été réalisé le 15 décembre 2022, conformément aux décisions ASN de mars 2020.

En parallèle les opérations de démantèlement hors caisson se poursuivent sur l'ensemble des trois sites.

(1) Décret n° 2000-933 du 19 septembre 2000.

(2) Décret n° 2011-886 du 27 juillet 2011.

(3) Décret n°2023-898 du 26 septembre 2023.

Sur le site de Bugey 1, les bâtiments électriques ont été démolis, permettant d'atteindre 27 % de surfaces déconstruites par rapport à l'objectif de la mise en configuration de sécurité (i.e. déconstruire l'ensemble des surfaces hors bâtiment Réacteurs et locaux nécessaires au démantèlement du bâtiment réacteur). La salle des machines a été désamiantée en 2023, par le retrait de plusieurs centaines de fourreaux amiantés intégrés dans le génie civil. Sur Chinon A2, les viroles (tronçons de circuit primaire) du deuxième local (sur quatre) ont été évacuées vers Cyclife-France pour fusion ; les travaux d'évacuation des viroles du 3^e local ont démarré.

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

Sur Saint-Laurent A2, le premier semestre 2023 a connu une bonne avancée du chantier de démantèlement hors caisson avec des optimisations des méthodes permettant d'accélérer les cadences, mais le chantier a connu un arrêt depuis juin du fait du risque plomb. Les actions de renforcement de la maîtrise de ce risque sont en cours de déploiement pour reprise de chantier début 2024.

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

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

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

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

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

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

Le courrier de réponse à cette lettre de suite a été transmis le 21 février 2022, donnant lieu à la mise en place d'un plan d'action relatif aux points de progrès précités. L'intégralité des actions a été réalisée à fin 2023, à l'exception d'une action relative à la quantification des incertitudes qui est en cours de mise en œuvre.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, se reporter dans la section 2.2.1 au facteur de risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet de réacteur EPR ⁽⁴⁾ de Flamanville 3 d'environ 1 600 MW.

Interfaces avec l'ASN et autorisations administratives

Depuis son dépôt auprès de l'ASN en mars 2015, le dossier de demande de mise en service (DMES) a fait l'objet de plusieurs actualisations en 2017, 2021, 2022 et 2023. Dans ce cadre, le projet a fait l'objet d'une évaluation environnementale et l'Autorité environnementale saisie par l'ASN début septembre 2021 a remis son avis le 22 décembre 2021. Elle recommande que le dossier, rédigé à partir d'une étude d'impact environnemental réalisée par EDF, soit complété sur plusieurs points, et notamment qu'il aborde les impacts des phases passées de construction de l'EPR de Flamanville et de la ligne électrique à très haute tension Cotentin Maine. Ces recommandations ont fait l'objet d'échanges avec l'ASN en 2022. Un mémoire en réponse a été élaboré par EDF et adressé à l'ASN en mars 2022. Il a été complété, à la demande de l'ASN, en novembre 2022.

Le dossier de demande de mise en service a fait l'objet d'une première consultation du public du 5 juin au 15 septembre 2023, et a fait l'objet d'une nouvelle consultation du 15 janvier au 15 février 2024.

A l'issue de son instruction, l'ASN procède à une consultation publique du 27 mars au 17 avril 2024 sur son projet de décision à l'issue de laquelle le collège des commissaires de l'ASN rendra sa décision de mise en service qui pourrait permettre le chargement du combustible dans la cuve du réacteur ⁽⁵⁾.

Par ailleurs, le 8 octobre 2020, l'ASN avait autorisé, au titre du Code de l'environnement, l'arrivée du combustible nucléaire à Flamanville, après une inspection sur site (les 18 et 19 août 2020) et après consultation du public sur le projet d'autorisation (du 31 août au 21 septembre 2020). Les 245 assemblages de combustibles nécessaires au chargement (241 assemblages pour le premier cœur, 4 assemblages pour la réserve) étaient réceptionnés à la fin du premier semestre 2021. La première inspection réglementaire du combustible (Euratom) avait été réalisée fin août 2021. Voir ci-après « le retour d'expérience Taishan ».

Le délai de mise en service prévu dans le décret d'autorisation de création est fixé au 11 avril 2024 ⁽⁶⁾. Le dépassement de ce délai est toutefois sans incidence sur la validité et sur la régularité du décret d'autorisation de création.

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

Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier fait suite à l'audition le 26 février 2024 du Président-Directeur Général d'EDF par le collège de l'ASN et à la transmission le 19 mars 2024 par EDF d'un plan d'action détaillé qui constitue une première étape jugée appropriée ⁽⁷⁾.

(1) Voir dans la section 6.1, la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

(2) Voir dans la section 6.1, la note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

(3) Voir dans la section 6.1, la note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

(4) European Pressurized Water Reactor.

(5) Voir communiqué de presse EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville 3 ».

(6) Par décret du 25 mars 2020.

(7) <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspensions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf>.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2023 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- la finalisation de l'instruction technique par l'ASN et l'IRSN des principaux sujets techniques encore ouverts (filtration RIS, soupapes du pressuriseur, contrôle commande TXS...) ;
- la réalisation par l'ASN de plusieurs inspections pour vérifier l'état d'achèvement de l'installation et l'état de préparation à la future exploitation ;
- la finalisation au 1^{er} semestre du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (CSP), avec plus de 120 soudures remises à niveau et plus de 200 traitements thermiques de détensionnement (TTD) réalisés (détail ci-après) ;
- la poursuite de l'achèvement de l'installation et de la résorption du reste-à-faire « terrain » avant chargement (passage sous les 6 000 objets de reste-à-faire) ;
- la réalisation satisfaisante en fin d'année 2023 des essais de requalification d'ensemble de l'installation, permettant de valider plus de 4 000 critères de sûreté.

Fabrication et qualité des équipements

Cuve

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

Le projet prépare le remplacement du couvercle de cuve planifié après la mise en service de l'installation. La fabrication d'un nouveau couvercle est en cours dans les usines de Framatome pour une livraison sur site planifiée en 2024. Par conséquent, les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction.

Framatome a émis, en décembre 2022, une demande de report de la date de remplacement du couvercle à l'issue du 1^{er} cycle de fonctionnement (2^e semestre 2025).

En réponse à la demande déposée par Framatome fin 2022 et à la suite de la consultation du public qui s'est déroulée du 11 au 31 mars 2023, l'ASN a publié le 16 mai 2023 une décision autorisant l'utilisation du couvercle actuel jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ».

Le scénario de référence de l'entreprise est le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt Visite Complète 1 qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

La décision de l'ASN mentionne aussi que « dans le cas où le projet subirait à nouveau un retard important, l'exploitant devra réexaminer la possibilité de remplacer le couvercle avant la mise en service du réacteur ».

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 auprès de l'ASN un événement significatif relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine (tuyauterie de vapeur principale - VVP).

(1) Avis n° 2017-AV-0298 de l'ASN du 10 octobre 2017.

(2) Dès lors que ces exigences étaient posées, l'hypothèse de rupture des tuyauteries dans la démonstration de sûreté n'avait pas à être étudiée. La démonstration de sûreté justifie que les accidents sont physiquement impossibles ou extrêmement improbables, ou que les conséquences sont limitées dans des conditions économiques acceptables et avec un haut degré de confiance.

(3) La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

(4) Selon une adaptation du procédé utilisé pour la réparation des traversées VVP.

(5) Un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal.

Ce circuit a été conçu et fabriqué selon le principe dit « d'exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits ⁽²⁾. Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

Le 10 avril 2018, EDF a également déclaré un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal à l'occasion de la visite complète initiale ⁽³⁾. Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises (en charge de la fabrication du circuit) qui les avait déclarées conformes au fur et à mesure de leur réalisation. EDF a engagé, au deuxième trimestre 2018, un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal.

Soudures de traversée

Pour 8 soudures situées sur les tuyauteries de vapeur principales VVP, dites de traversée de l'enceinte du bâtiment réacteur, l'ASN a demandé à EDF, dans un courrier du 19 juin 2019, de les reprendre avant mise en service.

Pour mener les opérations de reprise, EDF a proposé l'utilisation de robots téléopérés conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. L'agrément par l'ASN de ce procédé est intervenu le 19 mars 2021. Les 8 soudures de traversée concernées ont toutes été remises à niveau en 2021. Fin 2022, les traitements thermiques de détensionnement (TTD) et les contrôles finaux des 8 soudures ont été réalisés.

4 soudures de traversée ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) étaient également concernées par des remises à niveau. À fin 2022, ces 4 soudures ont été réparées à l'aide de robots téléopérés ⁽⁴⁾ et les TTD ainsi que les contrôles finaux ont été réalisés.

L'analyse de ces contrôles finaux ainsi que les opérations de refermeture des lignes ARE et VVP ont été finalisées au 1^{er} semestre 2023.

La remise à niveau des autres soudures hors traversée, situées sur le circuit secondaire principal, et présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » (45 soudures VVP et 41 soudures ARE) qui a démarré à l'été 2020 s'est achevée fin 2022. Les contrôles non destructifs ainsi que les TTD des soudures remises à niveau ont été finalisés au 1^{er} semestre 2023.

L'ASN se prononcera définitivement sur la conformité du CSP dans le cadre de son procès-verbal d'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire, préalablement à la délivrance de la décision d'autorisation de mise en service de l'installation nucléaire de base.

Autres problématiques techniques (hors circuit secondaire principal)

Circuit primaire principal

EDF a déclaré, le 2 mars 2021, un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de trois piquages ⁽⁵⁾ sur le circuit primaire principal.

Le 21 juin 2021, EDF a adressé un dossier à l'ASN indiquant qu'il retient la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sur chacun des piquages concernés. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. La conception des CDM a également été instruite par l'IRSN qui a rendu un avis positif le 30 novembre 2022. Les CDM ont été fabriqués entre mi-2021 et mi-2022 et ont été installés autour des piquages en 2023.

L'ASN a rappelé également la nécessité de démontrer la qualité des soudures au regard des exigences qui sont applicables aux équipements sous pression nucléaire (ESPN). Les contrôles radiographiques réalisés entre août et octobre 2021 ont confirmé le bon niveau de qualité de réalisation de ces soudures. Ils ont été complétés par des contrôles par ultrasons au 1^{er} semestre 2022 qui se sont avérés également satisfaisants. L'IRSN a finalisé au 1^{er} semestre 2023 l'instruction de ces contrôles. L'ASN se prononcera définitivement sur la conformité du circuit primaire principal dans le cadre de son procès-verbal d'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire, préalablement à la délivrance de l'autorisation de mise en service de l'installation nucléaire de base.

Filtration puisards RIS/EVU ⁽¹⁾

L'EPR de Flamanville est équipé d'un dispositif de recirculation de l'eau du circuit primaire principal en cas de brèche de la tuyauterie. Ce dispositif permet, en cas d'accident, de récupérer l'eau en fond de bâtiment réacteur et de la faire recirculer dans la cuve de manière à refroidir les assemblages de combustibles.

Un problème a été détecté lors d'un essai « sur une boucle d'essai intégrale » durant l'été 2021. Les débris contenus dans l'eau recirculée n'ont pas été filtrés de manière efficace par les filtres situés dans le fond du bâtiment réacteur.

À la suite de ces essais, EDF a remplacé ces filtres, en septembre 2022, en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction de débris potentiels ont été achevés en 2023.

Fin janvier 2023, le dossier complet prenant en compte les conclusions des essais les plus récents de fin 2022 a été communiqué à l'ASN afin de mener à bien l'instruction finale de ce dossier technique.

Le rapport définitif de l'IRSN a été reçu fin juin avec un avis positif sans recommandation bloquante pour l'autorisation de mise en service. L'ASN n'a plus de questions sur le sujet et se prononcera définitivement dans le cadre de son rapport en support à la Décision de mise en service.

Soupapes du pressuriseur

À la suite des constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville 3. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et sont désormais installés dans le bâtiment réacteur. Au-delà de cette difficulté, l'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le dernier avis de l'IRSN avant démarrage a été reçu début juillet 2023 avec deux recommandations (propreté du local lors de la maintenance et inspections en Visite Complète 1 à la suite du retour d'expérience OL3 concernant le dysfonctionnement d'un pilote électrique) non bloquantes pour le démarrage. L'ASN a confirmé la fin de l'instruction de ce sujet dans un courrier reçu par EDF le 29 septembre 2023.

A la suite de la détection d'irrégularités dans sa chaîne d'approvisionnement de matériels, EDF a justifié que ces irrégularités ne remettent pas en cause la démonstration de sûreté. EDF s'est engagé à remplacer les corps de deux soupapes de protection des circuits secondaires principaux.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville 3 du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de la centrale de Taishan (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine ») ⁽²⁾. Les inspections réalisées sur les assemblages combustibles concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages.

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

Calendrier de mise en service et coût à terminaison

Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022 ⁽³⁾, EDF avait ajusté le calendrier et le coût à terminaison du projet. Le chargement du combustible est prévu au premier trimestre 2024.

Dans son communiqué de presse du 27 mars 2024 ⁽⁴⁾, EDF a indiqué que grâce à la mobilisation des équipes pour réaliser les derniers essais et instructions techniques afin que l'installation soit pleinement opérationnelle et conforme au regard des meilleurs standards de sûreté, l'EPR de Flamanville 3 est techniquement prêt pour engager sa mise en service. EDF a indiqué dans ce communiqué de presse qu'à la suite d'échanges approfondis avec EDF, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé de lancer la consultation du public du 27 mars au 17 avril 2024 sur son projet de décision autorisant la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3. Cette nouvelle étape de la procédure permettra d'envisager d'ici quelques semaines à compter de la date de ce communiqué le premier chargement en combustible nucléaire du réacteur.

Pour un détail des investissements relatifs à l'EPR de Flamanville 3, voir la section 6.1, la note 10.6 « Immobilisations en cours » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Le risque relatif au calendrier est désormais principalement lié au planning de délivrance par l'ASN de l'attestation de conformité de la chaudière et de la décision d'autorisation de mise en service de l'installation nucléaire de base. Voir la section 2.2.1 le risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

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

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

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

Le 10 février 2022, à Belfort, lors de son discours sur la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 », le Président de la République a exprimé sa volonté de lancer un programme de construction par palier de nouveaux réacteurs nucléaires. Il repose sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études de faisabilité pour la construction de huit EPR2 additionnels. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Le Conseil de politique nucléaire, présidé par Emmanuel Macron, a décidé le 19 juillet 2023 d'implanter deux réacteurs de troisième génération (EPR2) sur le site de la centrale du Bugey.

(1) RIS = circuit d'injection de sécurité (permet, en cas d'accident causant une brèche importante au niveau du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans ce circuit). EVU = circuit d'évacuation ultime de chaleur du bâtiment réacteur en situation d'accident grave (avec fusion du cœur).

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 décembre 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

(4) Voir communiqué de presse EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

Un schéma approprié de financement et, le cas échéant, de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et doit se poursuivre sur l'année 2024.

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement concernant le programme EPR2, le Conseil d'administration lors de ses réunions du 16 décembre 2020, du 31 mars 2022 et du 6 mars 2024, a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme et à engager un budget cumulé d'environ 3 milliards d'euros jusqu'à fin 2024.

Gouvernance

Conformément aux recommandations formulées par Jean-Martin Folz en 2019 ⁽¹⁾ ainsi que celles de la Cour des comptes dans le rapport sur la filière EPR de l'été 2020, EDF a décidé de renforcer la gouvernance de la conception et construction des EPR2. Ainsi, EDF a notamment mis en place une nouvelle organisation qui sépare la maîtrise d'ouvrage (MOA – la Direction du Programme Nouveau Nucléaire France) de la maîtrise d'œuvre (MOE – la Direction du Projet EPR2) au sein de la Direction de l'ingénierie et des projets nouveau nucléaire (DIPNN).

La Direction du Programme Nouveau Nucléaire France (MOA) s'assure de la mise en place d'un cadre juridique, économique et financier adéquat et des bonnes conditions de réalisation du projet. Elle définit les objectifs de coûts, de délais et de performance des projets EPR2 et s'assure de leur respect par la MOE. En cela, la Direction du Programme représente le client du projet.

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

Depuis la mise en place effective de cette organisation, les deux directions travaillent en étroite collaboration.

Point d'étape et perspectives

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

Depuis janvier 2022, une nouvelle séquence a été engagée autour de 3 priorités :

- la poursuite des études d'ingénierie en vue du premier béton nucléaire à Penly en Normandie, site retenu pour la construction d'une première paire de réacteurs EPR2 ;
- une relation étroite avec les principaux partenaires pour disposer des retours des études des fournisseurs et leur donner la visibilité nécessaire à l'investissement dans les compétences et l'outil industriel ; le contrat génie civil principal de Penly a été signé en octobre 2023 ;
- la préparation des chantiers, en particulier les autorisations administratives et réglementaires. EDF a saisi le 11 février 2022 la CNDP ⁽²⁾ pour le projet de création des 2 réacteurs EPR2 à Penly. Le débat public s'est tenu de fin octobre 2022 à fin février 2023, parallèlement à une concertation sur l'énergie menée par l'État. Fin juin 2023, la demande d'autorisation de création (DAC) a été émise et la demande d'autorisation environnementale déposée ;
- une revue de maturité technique a été organisée en 2023 sur les principaux bâtiments de l'îlot nucléaire. Cette revue a permis à EDF de bénéficier du retour d'expérience d'un comité d'experts sur le projet, afin de sécuriser les prochaines étapes du développement et de la construction des EPR2 ;
- la saisine de la CNDP ⁽²⁾ pour le projet EPR2 à Gravelines (59), le 22 novembre 2023. La CNDP a décidé, lors de sa séance plénière du 10 janvier 2024, l'organisation d'un débat public.

B – Small Modular Reactors (SMR)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD SMR s'est poursuivi en 2023. NUWARD SMR est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export, avec un possible développement d'une série de NUWARD SMR en France.

Le design du SMR NUWARD fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche, qui doit se poursuivre en intégrant de nouvelles autorités de sûreté (Pologne, Suède et Pays-Bas), vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations. En France, le dossier d'options de sûreté a été envoyé à l'ASN le 19 juillet 2023.

La filiale Nuward SAS, détenue à 100 % par le Groupe, est dédiée au développement de NUWARD SMR depuis l'entrée dans la phase dite de *basic design* en avril 2023 (cette phase devant s'achever fin 2026). Dans la continuité de la phase précédente, Nuward bénéficie de l'appui de l'ingénierie d'EDF, d'Edvance, de TechnicAtome, de Framatome, de Naval Group, ainsi que du CEA et de Tractebel.

En décembre 2022, une première subvention de 50 millions d'euros dans le cadre du plan France 2030 avait été attribuée par l'État français à EDF SA.

Ce soutien politique et financier s'est poursuivi avec le dépôt par Nuward d'un dossier complet en juin 2023 et son instruction avec les services de l'État pour l'obtention d'une subvention de 300 millions d'euros pour la phase de *basic design*, sous réserve de son approbation par la Commission européenne.

C – Développements à l'international

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy participe au projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point avec China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet Nuclear New Build assure la maîtrise d'ouvrage du projet. La Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) d'EDF ainsi qu'Edvance ⁽³⁾ assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande.

EDF participe au développement du projet Sizewell C de construction de deux réacteurs EPR en partenariat avec le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.5).

Par ailleurs, EDF est également actionnaire de Bradwell B à hauteur de 33,5 %, en partenariat avec CGN (voir la section 1.4.5.1.2.5).

Inde

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

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021. Depuis lors, EDF poursuit ses échanges avec NPCIL afin de converger sur les sujets technico-commerciaux avec l'objectif à court terme de signer dans un premier temps un accord engageant d'études d'ingénierie (*Pre-Engineering Contract*).

(1) Rapport remis en octobre 2019 au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Directeur Général d'EDF.

(2) Commission nationale du débat public.

(3) Edvance est la filiale d'ingénierie commune d'EDF et Framatome, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE ⁽¹⁾ puis repris par la Saudi Nuclear Energy Holding Company (SNEHC) et a répondu aux premières phases de consultation. Ce processus vise la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de deux réacteurs de type EPR.

République tchèque

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

Il portait initialement sur la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany et l'extension potentielle du programme nucléaire à trois unités supplémentaires. Cette option d'extension a été confirmée le 31 janvier 2024 à EDF par une demande officielle d'un supplément d'offre par ČEZ. Cette demande n'a été adressée qu'à deux fournisseurs en lice, parmi les trois initiaux. EDF a déposé le 30 novembre 2022 une offre engageante conditionnée et le 31 octobre 2023 une offre mise à jour engageante sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service d'un réacteur EPR1200 pour le site de Dukovany (tranche 5) ainsi que la fourniture du premier cœur combustible et de cinq recharges. L'offre mise à jour intégrait déjà des propositions indicatives pour une flotte de trois unités additionnelles ⁽²⁾ qu'il convient désormais de compléter.

L'ASN a par ailleurs rendu un avis, en novembre 2022 à la demande du gouvernement français, sur le dossier d'options de sûreté du projet de réacteur EPR1200 destiné à l'exportation. L'avis de l'ASN sur ces options de sûreté est globalement similaire à celui qu'elle avait porté en juillet 2019 sur celles du réacteur EPR2, dont il est dérivé. L'ASN note que les objectifs de sûreté, les référentiels utilisés pour la conception et l'architecture des systèmes de sûreté sont repris du modèle de réacteur EPR2 ⁽³⁾.

EDF s'est positionnée également dans le cadre du processus SMR pour le projet de Temelin et propose son réacteur NUWARD SMR.

Pologne

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

EDF se positionne également sur le marché des SMR en Pologne avec son partenaire polonais Respect Energy et a signé un accord de coopération spécifique exclusif en janvier 2023 pour le développement de NUWARD SMR sur des sites en cours d'évaluation.

1.4.1.1.3.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

Le programme de transformation intégrée de la DIPNN vise à transformer l'ingénierie nucléaire en profondeur et de manière durable afin d'améliorer sa maîtrise industrielle et sa compétitivité.

Il a notamment pour objectifs de :

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

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome ⁽⁴⁾ est un acteur clé de l'énergie nucléaire, détenu par EDF (80,5 %) ⁽⁵⁾ et Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %).

Il est reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à forte valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale, de solides références et de plus de 18 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

En 2023 Framatome a recruté plus de 2 300 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences.

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

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

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. Elle intervient sur plus de 300 réacteurs dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

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

Ingénierie

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

(1) King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy.

(2) Voir les communiqués de presse d'EDF du 1^{er} décembre 2022 « EDF soumet à l'exploitant tchèque ČEZ et sa filiale Elektrárna Dukovany II son offre initiale pour un réacteur EPR1200 à construire sur le site de Dukovany en République tchèque » et du 31 octobre 2023 « EDF soumet à l'exploitant tchèque ČEZ et sa filiale Elektrárna Dukovany II son offre mise à jour pour construire un réacteur EPR1200 sur le site de Dukovany et jusqu'à quatre réacteurs en République tchèque ».

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

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

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

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

Fabrication d'équipements

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

En 2023, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine de Saint-Marcel, spécialisée dans la fabrication de composants lourds. L'usine fournit les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, et prépare la montée en production pour les programmes EPR2 en France et Sizewell C au Royaume-Uni. Elle fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit dans le plan excell du groupe EDF. L'objectif visé est de garantir la stabilité de la chaîne d'approvisionnement, de maîtriser les délais de fabrication de Framatome et de ses fournisseurs clés et de maintenir les compétences. À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient des plans en vue de permettre des fabrications et constructions conformes du premier coup. Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités.

Systèmes de contrôle-commande

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

Combustibles

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

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

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

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

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

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

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

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

Conduite des grands projets

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

Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, 1 & 2), et contribue à la mise en service et à la maintenance de l'EPR en Finlande (OL3).

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

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

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2023

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

Plusieurs opérations de remplacement de composants primaires ont été réalisées sur le parc français pour le compte d'EDF (remplacement de coudes dans les CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux et de Chinon) et en Afrique du Sud pour le compte du client Eskom (remplacement des générateurs de vapeurs de l'unité 1 de la centrale de Koeberg). Framatome a poursuivi sa croissance sur le marché nord-américain dans un environnement toujours fortement concurrentiel. Les livraisons d'équipements pour les projets Angra 3 au Brésil et à l'électricien Bruce Power au Canada se sont poursuivies sans encombre.

L'activité contrôle-commande a poursuivi sa croissance, entraînée en France, en Grande-Bretagne et en Europe centrale par des projets de nouvelles constructions et de rénovations. Des pertes ont été enregistrées en Amérique du Nord et donnent lieu à des actions de remédiation. La société Framatome Grenoble (ex Rolls-Royce Civil Nuclear), acquise fin 2021, spécialisée en ingénierie et dans le développement de systèmes de contrôle-commande à l'échelle mondiale, a été fusionnée avec Framatome SAS fin 2023.

Les activités de conduite des grands projets et fabrication de composants ont été soutenues avec l'aboutissement des réparations des soudures du Circuit Secondaire Principal et des essais à chaud de l'EPR de Flamanville 3. Au Royaume-Uni, plusieurs composants primaires de l'unité 1 du projet EPR Hinkley Point C ont été livrés (livraison sur site de la cuve et livraison en usine des deux premiers générateurs) et les fabrications de pièces forgées et d'équipements destinées au projet Sizewell C sont largement engagées. L'année 2023 a par ailleurs été marquée par la montée en puissance des travaux d'ingénierie de conception des premières fabrications de pièces forgées de série du programme EPR2.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

L'activité combustible a signé des contrats en République tchèque et en Bulgarie pour fournir des combustibles à des centrales de type VVER et poursuit ses actions visant à accroître ses parts de marché en Europe et en Amérique du Nord.

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

Framatome a par ailleurs poursuivi le développement de ses marques (Framatome Healthcare, Framatome Défense et Framatome Space, lancé en 2023).

Dans le cadre du déploiement des activités de sa marque Framatome Healthcare, Framatome, poursuit, via la coentreprise ISOGEN, son partenariat avec Bruce Power, Kinetrics et Isotope Technologies Munich (ITM). Sur la base d'une technologie de Framatome, ISOGEN a développé la production commerciale de lutétium-177, un isotope médical utilisé pour les thérapies contre le cancer.

La marque Framatome Défense™, lancée en octobre 2020, permet à Framatome de répondre aux besoins des programmes de défense et aux enjeux de souveraineté dans ce domaine, avec l'implantation industrielle de Framatome sur l'ensemble du territoire. Les contributions de Framatome Défense concernent en particulier les futurs programmes à caractère nucléaire, comme le programme de sous-marin nucléaire de type Barracuda, des sous-marins nucléaires lanceurs d'engins de 3^e génération (SNLE 3G), du futur porte-avions de nouvelle génération (PAN NG) et aussi des projets au profit du CEA/Direction des applications militaires, notamment dans le domaine de la propulsion nucléaire. L'ensemble des *Business Units* de Framatome sont sollicités et l'année 2023 a vu la mise en œuvre de projets d'investissements dans les capacités industrielles, financées par la défense, et la production et la livraison d'équipements, de composants, d'études ou de services à partir de plusieurs sites industriels, au profit de ses clients Défense.

La marque Framatome Space™ a été lancée en octobre 2023. Elle permet à Framatome de mettre à disposition des compétences et ses outils au service de l'industrie spatiale pour aider à relever les nouveaux challenges d'exploration. Framatome collabore avec USNC (*Ultra Safe Nuclear Corporation*) aux États-Unis sur la fabrication du combustible pour des futurs réacteurs.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires et sûreté

Installations nucléaires de base (INB)

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

Résultats 2023 en matière de sûreté nucléaire ⁽¹⁾

Comme en 2022, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère. En 2023, ce site a déclaré 15 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 1 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2.

Les résultats 2023 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site de Romans-sur-Isère ⁽²⁾.

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. Voir dans la section 6.1, la note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

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

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

Au 31 décembre 2023, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant sur le plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (en MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2023	Capacité totale (en MW)	Année de mise en service	Production (énergie nette en TWh)	
					Au 31/12/2023	Au 31/12/2022
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	0,25	1,64
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,46	0,68
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125-129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
Cycles combinés gaz	179-182	3	542	en 2008 et 2009	6,01	8,92
	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

(1) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les événements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la filière indépendante de sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.

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

La production en 2023

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2023, 2 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2023, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 6,72 TWh en 2023 avec un fonctionnement plus faible qu'en 2022 (11,24 TWh). En 2023, les tranches charbon ont fourni 0,25 TWh, les CCG 6,01 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,46 TWh.

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

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc charbon en cours d'adaptation

Entre 2013 et 2015, EDF a procédé à la mise à l'arrêt définitif de dix unités de production charbon. Il a rénové, entre 2014 et 2016, les trois unités de production de technologie plus récente situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 unités) pour améliorer leur fiabilité et leur rendement.

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

Dans son bilan prévisionnel publié le 20 septembre 2023, RTE a confirmé le besoin du maintien en fonctionnement de la centrale de Cordemais pour l'équilibre offre-demande du Grand Ouest jusqu'à la mise en service nominale de Flamanville 3.

Dans cette perspective, EDF a engagé des actions pour assurer le maintien de la centrale jusqu'en 2027 et pour limiter son empreinte environnementale jusqu'à cet horizon : des travaux ont ainsi été effectués pour pouvoir substituer 20 % du charbon par de la biomasse sur chacune des deux tranches de la centrale, sous réserve de disposer de pellets en quantité suffisante.

Les pouvoirs publics ont annoncé que les dernières centrales fonctionnant au charbon en France devraient être totalement converties à la biomasse d'ici à 2027. Dans ce cadre, EDF a engagé des échanges avec les pouvoirs publics pour explorer les questions réglementaires en lien avec cette perspective.

Un plan d'action pour limiter l'empreinte environnementale des autres parcs thermiques de France continentale.

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

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

Ainsi, en juillet 2023, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur une turbine à combustion (TAC).

Les résultats de cet essai, positifs tant sur les aspects techniques qu'environnementaux, permettent d'envisager de réaliser des essais complémentaires en 2024 afin de confirmer la pertinence de cette solution de décarbonation.

Émissions du parc thermique

En 2023, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 2,91 millions de tonnes de CO₂ (contre 5,32 millions de tonnes en 2022). Le contenu CO₂ du kWh produit en 2023 s'élève à 425 g/kWh net (contre 473 g/kWh net en 2022). Cette baisse résulte d'une utilisation moins importante des tranches charbon dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont représenté près de 4 % de la production du parc thermique en 2023 (contre environ 15 % en 2022). Pour rappel, en 2010, le contenu CO₂ du kWh produit était de plus de 900 gCO₂/kWh net.

En 2023, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 419 kt de SO₂, 1865 kt de NO_x et 17 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits, par rapport à 2010, de 5 fois pour les NO_x, de plus de 25 fois pour le SO₂ et de plus de 27 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par :

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

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

1.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

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

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques issues de plusieurs directives européennes (directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), directive n° 2016/2284 relative à la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 modifiée relative aux émissions industrielles (directive IED). Certaines de ces directives sont en cours de révision (le texte finalisé de la Directive « IED » révisée a été adopté le 19 décembre 2023).

Arrêt du parc fioul

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

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

EDF a mis en service :

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

Cette modernisation du parc thermique permet de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

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

Le CCG de Bouchain présente des caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %). Il démontre également de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO₂ sont de l'ordre de 360 g/kWh, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015.

Déconstruction des tranches arrêtées du parc thermique

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

EDF a poursuivi en 2023 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation.

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

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

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

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

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

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

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

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.1.4 « Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2023 ⁽¹⁾

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 504	1 971	770	413	1	240	23 899
Europe hors France	1 190	1 841	477	3			3 511
Amérique	205	4 855	1 646				6 706
Asie	432	997	674	23			2 126
Afrique ⁽²⁾		259	1 168				1 427
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	22 331	9 923	4 735	439	1	240	37 669

(1) Proportionnellement au pourcentage de détention.

(2) Y compris pays du Moyen-Orient.

(1) Voir dans la section 6.1, la note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

1.4.1.3.1 Production hydroélectrique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydroélectrique d'EDF

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

Au périmètre d'EDF, le parc compte 425 centrales à fin 2023, avec un âge moyen de 78 ans ⁽¹⁾.

Centrales de production hydroélectrique	31/12/2023	31/12/2022
Puissance maximale totale (en GW)	20,2	20,1
Production totale STEP comprise (en TWh)	38,7	32,4

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

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

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage (MW)	Productible gravitaire moyen sur 60 ans ⁽¹⁾ (TWh)
Fil de l'eau	3 625	16,36
Lac	8 160	14,15
Éclusées	3 076	7,75
Transfert d'énergie par pompage ⁽²⁾	5 045	1,49
Marémotrice	240	0,53

(1) Le productible moyen sur 60 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.

(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydroélectrique

La production d'électricité d'origine hydroélectrique d'EDF en France continentale a été, en 2023, de 38,7 TWh ⁽³⁾. Elle représente, en 2023, 10,59 % de la production totale d'électricité d'EDF. Ce niveau de production est légèrement inférieur à la normale. Il résulte d'une hydraulité légèrement déficitaire.

Au périmètre de la France continentale, EDF a consacré, en 2023, plus de 590 millions d'euros (achats externes et main-d'œuvre immobilisée) au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Environ 77,3 % de la puissance hydraulique installée (15,6 GW) est pilotée à distance avec une gestion centralisée par vallée, depuis des centres de téléconduite capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

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

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2023

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydroélectrique peut varier significativement suivant les années. L'année 2023 se caractérise par une hydraulité légèrement déficitaire avec trois premiers trimestres très secs, puis un automne avec des précipitations excédentaires, bonne performance de production.

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

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

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

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydro-guides en période estivale) ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. En France ⁽⁴⁾, 237 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée respectivement tous les dix ans et quinze ans. Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques ⁽⁵⁾. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également dans la section 2.2.1 le facteur de risque 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

(1) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.

(2) Hors Outre-mer et Corse.

(3) Hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

(4) France Métropolitaine et Départements et régions d'outre-mer (DROM), filiales à 100 % comprises.

(5) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

Des situations de crues nombreuses ont été rencontrées fin octobre et début novembre 2023, notamment lors des tempêtes Aline, Ciarán et Domingos.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

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

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydroélectrique

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

Le renouvellement des concessions

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydroélectriques en France

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

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

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

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

D'une durée initiale de 75 ans ⁽¹⁾, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans.

Voir également la section 2.2.3 le risque 3B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

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

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

- l'emploi en essayant de maximiser les retombées économiques locales. EDF réalise 67 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité. EDF référence ainsi plus de 2 400 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique. L'empreinte emploi des activités hydroélectriques d'EDF en France métropolitaine est estimée à 4 370 emplois indirects ⁽²⁾. EDF est également engagé depuis plus de dix ans aux côtés des acteurs économiques et institutionnels des vallées, avec le programme « EDF Une rivière, un territoire » qui a permis de créer, ou de préserver, plus de 650 emplois par l'octroi de prêts à près d'une soixantaine d'entreprises locales ;
- le dialogue permanent avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés, en particulier les usagers de l'eau et les acteurs de l'environnement :
 - > en 2023, les réservoirs hydroélectriques exploités par EDF dans les Pyrénées ont encore une fois contribué au soutien d'étiage de la Garonne opéré par le SMEAG. Ce soutien a permis de différer à mi-octobre (et pour quelques jours seulement compte tenu de l'arrivée de précipitations les 19 et 20 octobre) des restrictions d'usage qui seraient autrement intervenues dès la mi-août (cf. Bulletin d'information du SMEAG du 3 novembre 2023 : Bulletin hebdomadaire – SMEAG) ;
 - > une démarche volontaire de dialogue et concertation, par exemple sur le projet de gestion sédimentaire de la STEP du Cheylas avec les collectivités locales et les habitants concernés.

La gestion de l'accès à l'eau

La capacité maximale ⁽³⁾ des barrages exploités par EDF en France est de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau. Outre son rôle de producteur hydroélectrique, EDF participe à la gestion durable et locale de la ressource en eau.

EDF soutient les débits de nombreuses rivières l'été au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau : eau potable, irrigation, activités sportives et de loisir en rivière (cf. exemple SMEAG cité ci-dessus).

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes via notamment des conventions sous l'égide de l'État, autorité concédante, avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est, en effet, un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. Il a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer la présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des Agences de l'eau pour le compte de l'UFE ⁽⁴⁾.

(1) Conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

(2) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2023 au tissu économique français de 506,6 millions d'euros et d'un contenu en emploi indirects par million d'euros sur 64 secteurs économiques, basé sur les données économiques de l'Insee.

(3) À distinguer du volume utile qui peut réellement être exploité compte tenu des caractéristiques des aménagements : hauteur des prises d'eau, etc., et qui est nécessairement moindre.

(4) UFE : Union française de l'électricité.

Les actions d'adaptation au changement climatique

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

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

La biomasse et le biogaz

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

L'énergie géothermique

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

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

1.4.1.3.3 L'activité d'EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés d'EDF Renouvelables employait 5 022 personnes au 31 décembre 2023 en France et à l'étranger.

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

Il poursuit également son développement dans le secteur du stockage, en cohérence avec le Plan Stockage d'EDF qui vise 10 GW de nouvelles capacités d'ici 2035, dont 4 GW de batteries de grande échelle.

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

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

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (10 % de taux de croissance annuel composé sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2023, il dispose d'une capacité installée brute de 21 164 MW, d'une capacité nette installée de 12 809 MW et de 5 972 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets représente 101 GW bruts ⁽¹⁾ fin 2023.

Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Il renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie saoudite, le Maroc ou Oman.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables. Il intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, il est actif en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction des parcs éoliens et solaires, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat. À fin 2023, il détient 65 % d'éolien, 33 % de solaire et 2 % de stockage ⁽²⁾ et a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire.

Dans le cadre de son modèle d'activité, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Elles consistent à céder tout ou partie des projets qu'il a construits à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2023 s'est élevée à 461 MW.

(1) Y compris le stockage.

(2) Valeurs nettes.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

(en MW)	Au 31/12/2023		Au 31/12/2022	
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
Éolien				
Afrique du Sud	145	73	145	73
Allemagne	164	162	176	174
Arabie saoudite	426	152	416	149
Belgique ⁽³⁾	325	27	325	27
Brésil	951	768	709	526
Canada	807	599	607	542
Chili	175	88	175	88
Chine	1 001	476	905	380
États-Unis	3 623	2 925	3 815	3 040
France	2 547	1 959	2 328	1 918
Grèce	264	238	264	238
Inde	571	459	553	432
Maroc	87	34	87	34
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	68	68
Royaume-Uni ⁽⁴⁾	635	183	632	181
Turquie	0	0	0	0
Total éolien ⁽⁵⁾	12 115	8 372	11 530	8 031
Solaire				
Arabie saoudite	388	133	0	0
Brésil	399	199	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	115	58	261	131
Chine	299	299	137	136
Égypte	167	82	164	80
Émirats arabes unis	3 165	590	2 440	445
États-Unis	1 474	971	1 280	860
France	682	679	508	449
Grèce	172	156	62	57
Inde	663	332	663	328
Irlande	27	14	27	14
Israël	589	349	531	296
Mexique	120	120	120	120
Royaume-Uni	218	111	5	2
Vietnam	83	43	66	34
Total solaire ⁽⁵⁾	8 621	4 177	6 722	3 194
Stockage				
Allemagne	2	2	2	2
Chine	10	3	10	3
Égypte	1	1	0	0
États-Unis	216	154	125	83
Royaume-Uni	200	102	150	76
Total stockage ⁽⁵⁾	429	260	287	163
TOTAL ⁽⁵⁾	21 165	12 809	18 538	11 388

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

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

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

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

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

En 2023, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale et en mise en équivalence, toutes filières et tous pays confondus, a été de 32,9 TWh. Le facteur de charge, à fin 2023, atteint 33 % dans l'éolien terrestre et 17 % dans le solaire.

1.4.1.3.3.2 Les filières et faits marquants

Pour un détail des activités renouvelables en Italie et de la Belgique, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2 « Italie » et 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».

La filière éolienne

L'éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2023, EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre. Il totalise 10 494 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2023. Les mises en service ont atteint, sur l'année 2023, 590 MW bruts (538 MW nets). Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 370 MW bruts au 31 décembre 2023.

France

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

Afrique du Sud

EDF Renouvelables poursuit la construction des parcs éoliens Phezukomoya, Coleskop et de San Kraal, pour un total de 420 MW.

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

Arabie saoudite

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

Brésil

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

En outre, EDF Renouvelables a lancé la construction du projet éolien de Serra das Alma, à Bahia totalisant 261 MW.

Canada

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

Inde

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

EDF Renouvelables a signé un PPA pour 100 MW d'éolien dans le cadre des enchères GUVNL4.

Maroc

EDF Renouvelables poursuit la construction en *repowering* de son parc éolien de Koudia (100 MW), dont la mise en service est prévue en 2024.

Royaume-Uni

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

L'éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers près de 21 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présent en Belgique, au Royaume-Uni, en France, en Irlande et plus récemment en Chine et aux États-Unis. L'entreprise, aux côtés de ses partenaires, construit près de 1,2 GW de projets.

France

EDF Renouvelables est le leader de l'éolien en mer avec 5 projets remportés sur 8 dans le cadre d'appels d'offres lancés par l'État français depuis 2011.

Trois projets ont été remportés en 2012 à savoir les parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp, et Courseulles-sur-Mer. Ils totalisent une capacité de près de 1 430 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et Skyborn pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge Inc. Le premier parc éolien en mer de France, Saint-Nazaire dont la construction a été lancée fin 2019, a été mis en service fin novembre 2022.

Le parc éolien en mer de Fécamp est en cours de construction depuis 2020. La sous-station électrique et les 71 fondations ont été installées en mer durant l'été 2022. L'ensemble des câbles inter-éoliens ont été installés et 30 éoliennes ont été installées au 15 décembre 2023. La mise en service complète du parc est attendue d'ici le printemps 2024.

La construction du parc éolien en mer du Calvados, au large de Courseulles-sur-Mer, a été lancée en février 2021. Une commande de pales recyclables a été réalisée pour 10 éoliennes en 2022. La connexion à terre entre le parc éolien et le réseau électrique est en cours d'achèvement. L'installation des fondations est prévue à mi-2024. La mise en service du parc est prévue pour la fin de l'été 2025.

EDF Renouvelables mène par ailleurs, aux côtés d'une entité détenue conjointement par le groupe Enbridge et le fonds d'investissement du régime de pensions du Canada CPPIB (*Canada Pension Plan Investment Board*), un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. Sa construction s'est poursuivie en 2023 avec l'assemblage des turbines sur les flotteurs. L'installation en mer des turbines est terminée et les travaux de raccordement sont en cours. La mise en service est attendue au printemps 2024.

Le projet de Dunkerque, d'une capacité installée de près de 600 MW, a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. En 2021, suite au retrait de RWE du projet, EDF Renouvelables et Enbridge ont rehaussé leur participation dans le projet et détiennent désormais chacun 50 % des parts. Ce consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc et RTE, en charge du raccordement électrique, poursuivent la phase de concertation du projet, dans le prolongement du débat public organisé par la Commission particulière du débat public qui s'est tenue au quatrième trimestre 2020. Les autorisations du projet sont en cours d'instruction et l'enquête publique se tiendra en 2024, pour une mise en service attendue entre 2028 et 2030.

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

EDF Renouvelables a également été présélectionné pour trois parcs éoliens en mer flottants, l'un dans le Sud de la Bretagne (sélection au premier trimestre 2024) et deux autres au large de la Méditerranée (sélection fin 2024).

EDF Renouvelables est en attente des résultats de l'appel d'offres n° 5 « Bretagne Sud » (éolien flottant), participe à l'appel d'offres n° 7 « Oléron » (1 GW éolien posé) et à l'appel d'offres n° 8 « Centre Manche 2 » (1,5 GW éolien posé).

États-Unis

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

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Royaume-Uni et Irlande

EDF Renewables a poursuivi en 2023 la construction du parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB. Ce projet de 450 MW est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse. Sa mise en service est prévue en 2024.

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

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renewables a accéléré son développement dans le solaire photovoltaïque. À fin 2023, la capacité solaire installée s'élève à 8 621 MWc bruts (4 177 MWc nets), en augmentation de 971 MWc nets, soit + 30 % par rapport à fin 2022.

EDF Renewables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 2 585 MWc bruts.

France

EDF Renewables a structuré sa démarche afin de contribuer au Plan solaire lancé par le Groupe en décembre 2017. EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché. Elle repose sur un modèle intégré allant du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la R&D d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés ». Il s'agit de friches industrielles, de sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche également à développer des projets solaires agrivoltaïques.

EDF Renewables a mis en service 22 centrales solaires en 2023 pour un total de 162 MWc et a lancé la construction de centrales solaires pour 73 MWc nets de capacités. Actuellement, 229 MWc de solaire sont en construction et le portefeuille de projets solaires en France comprend plus de 600 MWc de projets autorisés à fin 2023, sans compter Luxel, développeur acquis par EDF Renewables en 2019.

EDF Renewables a remporté un total de 255 MWc de capacité solaire au sol dans le cadre des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en 2023 et a signé près de 400 MWc de corporate PPA incluant Luxel.

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

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

Afrique du Sud

EDF Renewables a signé un accord avec le groupe Anglo American pour créer leur joint-venture Envusa Energy, et lancer un pipeline de plus de 600 MWc de projets éoliens et solaires dont la construction devrait débuter en 2024. D'ici 2030, Envusa Energy vise une capacité installée comprise entre 3 et 5 GWc.

Arabie saoudite

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

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

États-Unis

Après avoir mis en service en 2022 les centrales d'Arrow Canyon (275 MWc) et de Holliday Creek (117 MWc), EDF Renewables Amérique du Nord a mis en service en 2023 la phase 1 de Fow Squirrel pour 194 MWc. Les phases 2 et 3 de Fox Squirrel totalisant 555 MWc sont en construction avec une mise en service prévue en 2024.

De plus, EDF Renewables Amérique du Nord a pris une décision finale d'investissement pour les projets Hugh Finn, 270 MWc, dont la mise en service est prévue en 2024 et Milagro, projet de 183 MWc de solaire avec 75 MW de stockage dont la mise en service est prévue pour 2025.

Émirats arabes unis

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

Oman

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

Inde

EDF Renewables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune codétenue avec TotalEnergies. EDEN poursuit le développement de projets solaires, avec 663 MW bruts en construction essentiellement dans l'état du Rajasthan.

Vietnam

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

Israël

En 2023, EDF Renewables a inauguré le projet de Ashalim 2 d'une capacité de 42 MWc.

Royaume-Uni

Les parcs solaires de Porth Wen, Burwell 1, Sutton Bridge ont été mis en service fin 2023 pour une capacité de 213 MWc. EDF Renewables a également sécurisé le permis de construire du projet de Longfield (400 MW solaire PV + 400 MW batteries) et de Glassthorpe.

L'exploitation et maintenance

EDF Renewables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF, est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renewables exploite 18,7 GW à fin décembre 2023 avec plus de 1 000 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renewables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où il gère plus de 14 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4 GW à fin 2022.

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

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

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. En 2023, EDF Renouvelables a ouvert son troisième centre d'exploitation et de maintenance éolien en mer en France à Ouistreham (les deux premiers à Saint-Nazaire et à Fécamp avaient été inaugurés en 2021 et 2022). Une centaine de techniciens de maintenance y travailleront en 2024 pour exploiter le futur parc éolien en mer du Calvados.

La filière des énergies réparties

France

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

Par ailleurs, EDF Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt) qui conçoit et fabrique des modules photovoltaïques. Elle s'appuie sur la technologie du silicium cristallin *monolike* pour différents types d'application (de l'équipement résidentiel aux centrales au sol). Photowatt déploie un modèle industriel centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. Par ailleurs, Photowatt se concentre sur ses activités de R&D, en lien avec la R&D du groupe EDF et des centres de recherche comme l'INES ou l'Institut Photovoltaïque de l'Île-de-France.

États-Unis

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

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

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

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

La filière stockage

EDF Renouvelables contribue au Plan Stockage lancé par le Groupe en 2018. Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batteries, alliée à un système de pilotage intelligent, contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, en France et en Afrique du Sud.

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

Afrique du Sud

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

États-Unis

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

En juin 2021, EDF Renouvelables en Amérique du Nord a remporté trois contrats à long terme de la part de l'Autorité de recherche et de développement énergétique de l'État de New York (NYSERDA) pour trois projets solaires. Ces projets solaires et de stockage représentent une capacité cumulée d'un gigawatt (GW).

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

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

Royaume-Uni

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

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

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

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

1.4.2 Activités de commercialisation en France

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

29,6 millions

de sites clients
en France ⁽¹⁾

223,9 TWh

de ventes d'électricité
en 2023 ⁽²⁾

46,3 TWh

de ventes de gaz
en 2023 ⁽³⁾

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 27,0 millions en électricité et 2,6 millions en gaz.

(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution et EXELTIUM) + Électricité de Strasbourg.

(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale. Chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie.

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

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

Au guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison en 2024 s'est élevée à 130,41 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh, soit un taux d'attribution de 76,68 %. Corrigée de l'impact du nouveau coefficient de bouclage mise en place pour les livraisons 2024, cette demande est quasiment identique à celle de l'année de livraison précédente, au guichet de novembre 2022.

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

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie – CRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire et les mouvements tarifaires de l'année des TRV d'électricité en France (anciennement « tarifs bleus »), voir la note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 à la section 6.1.

Suite à l'entrée en vigueur de la loi énergie climat, la situation pour l'électricité en 2023, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1^{er} janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux TRV, supprimés au 31 décembre 2015 ;
- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation : ces clients ont droit aux TRV pour leur(s) site(s) d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, peuvent continuer à bénéficier des TRV au-delà du 31 décembre 2020. Les consommateurs n'entrant pas dans cette catégorie ont perdu le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 conformément aux dispositions de la loi énergie climat ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux TRV.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

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

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité

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

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

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

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

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

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

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

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

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

La satisfaction comme la confiance des clients particuliers sont une priorité pour EDF. Environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. EDF compte parmi les entreprises préférées des Français. Les baromètres d'image montrent que 2 clients sur 3 font confiance à EDF pour les accompagner dans la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en mai 2023, EDF présente le plus faible taux de litiges (avec un taux de 42 litiges pour 100 000 clients). L'expérience client offerte est à la fois humaine (via ses conseillers tous basés en France et joignables par téléphone et tchat) et numérique (espace client, tchat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux...).

La fourniture d'énergies

La fourniture d'électricité

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

Pour le TRV, l'année 2023 a été marquée par le développement, à la demande des pouvoirs publics, de l'option Tempo qui permet aux clients de faire des économies s'ils baissent leur consommation les jours de tension sur le système électrique.

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

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional »). En 2023, l'offre « Vert Électrique Régional » a été enrichie en accueillant une nouvelle région : Hauts de France. Cette offre a une nouvelle fois obtenu la confirmation du label « VertVolt Choix Engagé » de l'ADEME à la suite d'un audit de l'AFNOR ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end » et « Zen Week-end Plus »). En 2023, la gamme s'est enrichie de Zen Flex, une offre de marché à effacement, et la commercialisation de l'offre Zen Online a été relancée.

La fourniture de gaz

EDF accompagne ses clients dans la maîtrise et la réduction de leurs consommations et donc des émissions en CO₂. En 2023, la gamme d'offres de marché en gaz a été rationalisée avec la fin de la commercialisation des 3 offres « Avantage Gaz » proposant un prix du kWh fixe pendant quatre ans et le lancement d'une offre « Avantage Gaz » avec un prix du kWh fixe pendant 2 ans. L'offre, « Avantage Gaz Optimisé », indexée sur le tarif réglementé du gaz, est désormais indexée sur le prix de référence de la CRE dans le cadre de la fin du tarif réglementé du gaz. La commercialisation de cette offre a permis aux clients de bénéficier du bouclier tarifaire gaz.

Le suivi de consommation

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients pour qu'ils puissent suivre, comprendre et ainsi réduire leurs consommations d'énergie dans la durée. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi ». Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation peuvent ainsi réaliser en moyenne 10 % d'économies sur leurs factures. Les outils de suivi de consommation, notamment l'application « EDF & Moi », rencontrent un succès croissant avec près de 200 millions de visites en 2023.

Les solutions et services complémentaires

EDF commercialise majoritairement deux services :

- Assistance Dépannage, en partenariat avec AXA, un service d'assistance en cas de panne sur ses équipements, décliné en 5 forfaits ;
- Assurénergie, en partenariat avec AXA également, un service d'assurance facture. En cas d'accident de la vie, le client reçoit une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie lors de la souscription, pendant un an maximum et dans la limite des plafonds contractuels. En complément, il bénéficie de services d'aide à la personne adaptés à la situation pour faciliter le quotidien.

Depuis 2019, EDF met également en relation ses clients avec son partenaire EPS en cas d'intérêt pour une offre de télésurveillance.

En 2023, EDF a lancé, auprès des clients Zen Flex, la commercialisation de l'offre de pilotage du chauffage électrique opérée par sa filiale Sowee.

EDF accompagne aussi ses clients qui déménagent. Elle met à leur disposition des conseils et une checklist pour leur faciliter leur déménagement. Les clients qui souscrivent un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux.

Afin de répondre toujours plus aux attentes des clients, EDF a également lancé le « pack jeunes », un pack emménagement dédié aux jeunes.

Lancée par EDF en 2019, la plateforme de services de proximité « IZI by EDF » s'est affirmée comme acteur de la rénovation énergétique et de la mobilité électrique. Voir la section 1.4.6.1.3 « Les autres activités de services du groupe EDF » – « IZI by EDF ».

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

Cadre réglementaire

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

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

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux certificats d'économie d'énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie. Elle promeut notamment la rénovation énergétique de l'habitat via ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, via le site www.prime-energie.edf.fr, tous les particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile ⁽¹⁾.

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF qui mène, depuis près de 30 ans, une politique dédiée aux clients démunis. Au travers de ses 230 experts solidarité et de plus de 3 000 partenariats noués, EDF s'engage au quotidien auprès des travailleurs sociaux, des associations caritatives et des structures de médiation sociale pour mettre en œuvre des solutions personnalisées pour les clients en situation difficile.

Ainsi, EDF a été le premier fournisseur, fin 2021, à accompagner ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année. Avec cette mesure, EDF est allé plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure ne s'applique pas en cas d'impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

(1) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs requis.

La sobriété énergétique

Depuis l'été 2022, le contexte énergétique de la France a amené le gouvernement à solliciter les différents énergéticiens pour mettre en place des actions afin de déployer une politique de sobriété énergétique. Fidèle à son positionnement de fournisseur responsable, EDF accompagne les clients du marché résidentiel de manière spécifique depuis le début de la crise énergétique et amplifie encore sa mobilisation cette année autour de 3 axes majeurs :

- inciter à la baisse des consommations énergétiques et à la modulation des consommations lors des pics, avec une campagne d'envergure de sensibilisation sur les gestes utiles été et hiver ;
- promouvoir les solutions d'effacement et de modulation telles que les options Tempo et Heures pleines/Heures creuses du TRV ainsi que l'offre Zen Flex et lancer des solutions de pilotage comme l'offre de pilotage du chauffage opérée par Sowe, filiale du groupe EDF ;
- aider à la maîtrise de la consommation notamment via la promotion des outils de suivi de consommation accessibles gratuitement depuis l'application EDF&Moi ou l'espace client.

Dans ce cadre, sur l'année 2023, EDF a adressé plus de 140 millions de mails et 15 millions de courriers.

EDF souhaite ancrer durablement la sobriété dans le quotidien de ses clients avec un nouveau positionnement en tant que fournisseur d'économies d'énergie, incarné par la vitrine des Solutions Habitat disponible sur le site internet <https://particulier.edf.fr/fr>. Vitrine qui regroupe l'ensemble des offres et services proposés afin de mieux accompagner nos clients et prospects dans leurs démarches de transition énergétique.

Par ailleurs, une nouvelle campagne « Les Défis Utiles » a été lancée en novembre 2023. Ce nouvel éco-challenge, ouvert à l'ensemble des clients EDF ayant un an d'ancienneté, donnera l'occasion aux clients qui auront le plus baissé leurs consommations de gagner des places et packs pour les Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024.

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

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

Les offres d'EDF

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

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

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

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

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

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

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

EDF sensibilise les clients à la sobriété durable au travers des écogestes, et EDF propose à tous les segments de clients des outils de suivi de consommation.

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

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

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

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

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

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

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

- d'efficacité énergétique et de décarbonation sur les process industriels ;
- de rénovation, d'isolation ou de pilotage des systèmes énergétiques des bâtiments collectifs et tertiaires.

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

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

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

EDF contribue également par le biais des programmes au fonds de garantie pour la rénovation énergétique ⁽¹⁾.

La satisfaction clients

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

Des dispositifs de mesure de la satisfaction sont mis en place aux différentes étapes de la relation avec les clients mais aussi auprès des clients qui n'ont pas sollicité EDF. Le but est de mesurer leurs attentes dans les domaines de la fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement, afin de mettre en place des plans d'action lorsque cela est nécessaire. Ces démarches ont abouti à une augmentation significative de la satisfaction des clients sur quasiment tous les segments dans les cinq dernières années.

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

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

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

En 2023, en matière de satisfaction globale, 86 % des clients sont satisfaits ou très satisfaits.

S'agissant de la maîtrise des consommations d'énergie, des conventions sont signées avec des collectivités territoriales. Elles visent à les accompagner sur leur territoire dans la réalisation d'actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif d'accompagnement destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2023, 199 183 logements, dont 11 823 ont bénéficié d'une aide majorée grâce au dispositif « coup de pouce », ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation.

1.4.2.2 Pour une ville et des territoires durables

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

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

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

1.4.2.3 Protection des données clients

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

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

(1) Mentionné à l'article L. 312-7 du Code de la construction et de l'habitation.

(2) Centre Régional des Œuvres Universitaires et Scolaires.

1.4.3 Activités d'optimisation en France

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

Cadre réglementaire

Marchés de gros de l'énergie – règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Il vise à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz.

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

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

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

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est aujourd'hui codifiée au Code de l'énergie, notamment :

- l'article L. 131-2 du Code de l'énergie prévoit que la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz et garantit notamment le respect des interdictions relatives aux abus de marché et de l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs de marché ;
- les articles L. 135-1 à L. 135-16 relatifs aux procédures d'enquêtes et de contrôle par la CRE, et ses compétences en matière de recueil d'information pour l'accomplissement de ses missions ;
- les articles L. 134-19 à L. 134-24 relatifs aux procédures devant le CoRDiS de la CRE.

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité au sein d'EDF se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF. Voir également dans la section 2.2.4 le facteur de risque 4A « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne en moyenne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW ⁽¹⁾. Le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de Réseau de transport d'électricité (RTE) le rôle de « responsable d'équilibre ». L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, permettant d'assurer la sécurité physique d'approvisionnement à l'échelle de son périmètre tout en minimisant les risques et le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle dispose d'un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations de maintenance des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et trading : EDF Trading ».

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO₂, en s'appuyant sur EDF Trading.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation. Voir la section 1.4.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ou
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

(1) Source RTE.

1.4.3.3 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Se reporter à la note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 de la section 6.1 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 « La concurrence ».

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux obligations d'achat (OA) et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement au moyen d'un contrat d'achat (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) mis en place le 1^{er} juillet 2015. Les surcoûts pour EDF de cette obligation sont compensés par le budget de l'État sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »), conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie). Depuis le 1^{er} janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont eux aussi compensés.

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Se reporter à la note 5.1 « Chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 de la section 6.1.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. La gestion de ce périmètre est totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à long terme (la part dite « quasi-certaine » des OA) sont vendus par des appels d'offres transparents et non discriminatoires. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot.

De même, sur un périmètre dédié aux OA, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France hexagonale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les entreprises locales de distribution – ELD – dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle « Independent Transmission Operator » en droit communautaire, et Enedis sont gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

105 800
km

de lignes à haute et très haute tension en 2023

9 900

collaborateurs (dont environ 500 alternants)

379 TWh

de soutirages en 2023 (corrigés de l'effet météo)

2,1 Mds€

d'investissements en 2023

Créé le 1^{er} juillet 2000 et filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. À fin 2023, avec 98 450 kilomètres de lignes aériennes, plus de 7 350 kilomètres de lignes souterraines, environ 2 840 postes électriques en exploitation ou coexploitation et une cinquantaine de liaisons transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique particulier le place au cœur du marché européen de l'électricité.

Garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, RTE assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les nouvelles installations de consommation et de production. RTE, par son expertise et ses études prospectives, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2023, via la société Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE). Ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de 20 % par CNP Assurances ⁽¹⁾. Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement, ou indirectement, à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres nommés pour une durée de six ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la CDC et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans. Six sont représentants de l'actionnaire CTE, deux sont nommés en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (l'État et un membre du Conseil nommé sur proposition de l'État), et quatre sont représentants des salariés.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement ;
- un représentant du Contrôle général économique et financier (CGEFI) ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central (CSE-C) de RTE ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE ;
- les membres du Directoire de RTE ⁽²⁾ ;
- le Secrétaire du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie pour assurer l'équilibre du système électrique.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité :

- intégration du marché européen ;
- accroissement des nouveaux moyens de production et transformation du mix avec notamment l'arrivée des énergies renouvelables décentralisées et des parcs éoliens en mer ;
- évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général ;
- maintien à niveau de son outil industriel (renouvellement, adaptation au changement climatique) pour répondre aux besoins de ses clients et de la collectivité.

Publication du Bilan prévisionnel 2023-2035

Mercredi 12 septembre 2023, RTE a présenté son bilan prévisionnel 2023. Cette publication dresse une analyse détaillée des perspectives d'évolution du système électrique français à horizon 2035. À travers cette étude, RTE enrichit, complète et actualise, avec un horizon de temps plus court (période 2023-2035), les *Futurs énergétiques 2050* publiés en octobre 2021. Depuis, la mise à jour des trajectoires a été rendue nécessaire compte tenu de l'évolution de certains paramètres :

- le contexte géopolitique et économique mondial (guerre en Ukraine, crise énergétique) ;
- les nouvelles ambitions climatiques et de décarbonation exigées par l'Union européenne (UE) dans son plan Fit for 55 (réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre de l'UE d'au moins 55 % d'ici à 2030) ;
- la volonté de la France de renforcer la souveraineté industrielle et énergétique.

Dans cette perspective, le Bilan prévisionnel 2023 établit en concertation avec l'ensemble des acteurs du secteur (producteurs, fournisseurs et distributeurs d'électricité et de gaz, ONG, organisations professionnelles, universités, *think tanks* et institutions) éclaira à travers ses trois scénarios les défis de la grande bascule vers une société décarbonée.

Publication de l'étude sur les Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2023-2024

Le 8 novembre 2023, RTE a publié son étude annuelle et prévisionnelle du fonctionnement du système électrique sur la période de l'hiver 2023-2024. Après un hiver 2022-2023 marqué par une vigilance renforcée, les perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de cet hiver sont beaucoup plus favorables et le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité est faible. Cette situation tient compte d'une meilleure disponibilité des moyens de production, des niveaux élevés pour les stocks hydraulique et gazier et des échanges fluides au niveau européen. Elle s'appuie sur une hypothèse de consommation d'électricité qui se maintient en retrait par rapport aux niveaux d'avant-crise, telle qu'observée durant l'hiver dernier.

Par ailleurs, RTE a fait évoluer le dispositif *EcoWatt*, qui vise à alerter les Français, les entreprises et les collectivités en amont pour qu'ils puissent s'organiser et adopter les éco-gestes efficaces permettant de diminuer leur consommation électrique. Dans sa nouvelle version, *EcoWatt* affiche désormais les heures durant lesquelles la France peut couvrir toute sa consommation à partir d'une production nationale d'électricité totalement décarbonée (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire).

Cadre réglementaire

Certification de RTE

Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne. Il vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux exigences d'indépendance de gestion à l'égard des entreprises exerçant des activités non régulées. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 et le 11 janvier 2018 (après changement d'actionnaire) en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*). Cette certification a été confirmée par la délibération de la CRE du 2 juillet 2020, consécutivement à la réorganisation des participations de la CDC.

(1) Dont 0,96 % détenu par sa filiale CNP Retraite.

(2) Hors executive session.

Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE Transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE qui en fixe le cadre, la structure et le niveau.

Le sixième tarif transport (TURPE 6 HTB) a été fixé par délibération de la CRE du 21 janvier 2021 publiée au *Journal officiel* le 23 avril 2021 (dite « délibération TURPE 6 HTB »). Le TURPE 6 détermine :

- les ressources dont dispose RTE pour accomplir ses missions ;
- les tarifs d'utilisation du réseau, qui évoluent chaque année en fonction de l'inflation et des coûts de gestion du système électrique ;
- le cadre de régulation applicable à RTE et, en particulier, la rémunération financière de ses actifs qui résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR) et d'un taux de rémunération qui est un taux nominal avant impôt. Pour la période tarifaire 2021-2024, le taux de rémunération est fixé dans la délibération tarifaire à 4,6 %. La BAR s'élève au 1^{er} janvier 2024 à 16,7 milliards d'euros ⁽¹⁾. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, 2,4 % à partir de 2021 en application du tarif TURPE 6). Voir également à la section 6.1 la note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Dans un contexte de forte augmentation et de grande volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, la CRE a modifié, par délibération n° 2023-01 du 5 janvier 2023, la « délibération TURPE 6 HTB » en faisant évoluer le cadre de régulation incitative. Cette évolution porte notamment sur les modalités de partage des risques entre les utilisateurs du réseau et RTE sur les postes liés à la gestion du système électrique tels que les congestions réseaux, la contractualisation des réserves, la gestion de la tension.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport et gestion d'actifs

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages et du dépannage et de l'intervalle d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet :

- d'adapter les politiques techniques de renouvellement d'actifs ; et
- de développer la maintenance conditionnelle et prédictive via l'optimisation de la gestion des ressources en ciblant les opérations prioritaires et en limitant l'intervention au juste nécessaire.

La numérisation du réseau et le monitoring à grande échelle permettent d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée...). En complément, les outils de test et de simulation facilitent la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse vise à rendre possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

Enfin, la mise en place de manière progressive au cours des prochaines années de salles dédiées à la gestion à tout instant des infrastructures doit permettre un traitement priorisé, à la maille nationale, des avaries. L'objectif est d'augmenter la disponibilité du réseau au service des clients et des territoires.

(1) Montant à valider par la CRE.

(2) La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », missionne RTE pour accompagner le développement des énergies renouvelables par l'élaboration des Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR), qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables au système électrique, tout en assurant la sûreté du système et la maîtrise des coûts.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

La stratégie d'investissements de RTE s'inscrit actuellement dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) actuellement en vigueur, publié le 17 septembre 2019. Ce dernier a fait l'objet d'un avis positif de la ministre en charge de l'énergie le 13 novembre 2019, ainsi que de la CRE dans sa délibération n° 2020-200 du 23 juillet 2020.

Le cadre général des investissements réseau de RTE est cependant appelé à évoluer rapidement dans les prochaines années, selon une stratégie qui sera formalisée dans un projet de SDDR en 2024. Ce document exposera les nouveaux principes de la trajectoire industrielle de RTE et les évolutions à apporter pour atteindre les nouveaux objectifs du gouvernement en matière d'accélération de la décarbonation, de réindustrialisation et d'adaptation au changement climatique.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. Le programme d'investissements 2024 doit permettre à RTE de poursuivre l'accélération de son rythme d'investissement et la préparation des nouveaux projets en vue d'une accélération très significative dans la seconde moitié de la décennie 2020.

En 2023, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 2 077 millions d'euros. Le montant du programme d'investissements pour 2024 de l'ordre de 2,3 milliards d'euros est soumis pour approbation à la CRE.

Les principaux investissements en 2023 sont les suivants :

- la finalisation des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu « Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie, avec la mise en service, le 4 août 2023, du second lien HDVC (liaison courant continu à haute tension). Des ultimes réglages doivent encore être effectués après observation du fonctionnement de l'ensemble de l'infrastructure pour clôturer définitivement le projet ;
- la poursuite du raccordement des énergies renouvelables (EnR) qui contribueront activement à la sécurité d'approvisionnement. Avec en particulier en 2023 :
 - > après le raccordement du parc de Saint-Nazaire fin 2022, RTE a mis à disposition les liaisons de raccordement de Fécamp et Saint-Brieuc (qui ont commencé à produire et atteindront progressivement leur puissance cible de 1 GW) ainsi que de Courseulles-sur-mer,
 - > la poursuite des travaux du raccordement des parcs éoliens en mer de Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport,
 - > le raccordement de nouveaux moyens de production renouvelables au travers de l'avancement des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ⁽²⁾ ;
- l'augmentation de la capacité d'échange aux frontières avec :
 - > la mise en service de la liaison Argia-Hernani avec l'Espagne mi-2023,
 - > le début des travaux sur les nouvelles interconnexions avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et l'Irlande (Celtic) ;
- la mise en conduite finale en août 2023 de la mise en souterrain d'initiative locale (MESIL) de Villeneuve-la-Garenne en accompagnement des infrastructures prévues pour les Jeux Olympiques de Paris 2024 ;
- la finalisation des travaux de création du poste Sud Aveyron pour sécuriser l'alimentation électrique du nord de l'Occitanie tout en permettant l'accueil de production renouvelable ;
- la mise en service du programme « Haute-Durance » (pour sécuriser l'alimentation de la vallée du même nom).

Prévisions d'investissements 2024-2027

Dans un contexte de tension sur les approvisionnements, le programme d'investissements 2024 et sa projection au cours des prochaines années constituent désormais un document important au titre du signal qu'il envoie aux fournisseurs de matériels quant à la réalité de l'activité à laquelle ils vont être confrontés.

RTE prévoit sur la période 2024-2027 une hausse continue de ses investissements. Elle se caractérise notamment par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau pour :

- accompagner la transition énergétique via notamment les projets et ouvrages liés au raccordement d'une industrie en cours de décarbonation (en particulier sur la zone de Dunkerque, du Havre et de Fos-sur-Mer) ;
- développer le réseau électrique de demain, y compris en mer ; accélérer le renouvellement du réseau, qui constitue pour les années à venir le principal poste d'investissements de RTE ; résorber les zones de fragilités électriques (en particulier au travers du projet « Gironde-Loire Atlantique » de double liaison sous-marine entre la zone de Bordeaux et celle de Nantes) ;
- favoriser l'intégration du système électrique européen par les interconnexions ;
- renouveler les infrastructures de réseau vieillissantes.

1.4.4.1.2.3 Exploitation du système électrique

Les modalités d'exploitation du système électrique, de la gestion des mécanismes de marchés (dont la gestion des interconnexions) et la coordination des réseaux en Europe sont régies conformément aux textes législatifs et réglementaires européens (codes de réseau, *Clean Energy Package*...).

Gestion du système électrique

RTE gère, en temps réel, les flux sur le réseau de transport. Il met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements, mis en œuvre par RTE est dû aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, et est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre concernés.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, renforce la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et contribue au développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autres pays européens, en tenant compte des écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

Les textes réglementaires définissent les services que les centres de coordination ⁽¹⁾ rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résilientes. Les cinq premiers services, dont la mise en œuvre complète est en cours d'achèvement, concernent l'élaboration de modèles de réseaux communs, les calculs de capacités, les analyses de sécurité, la coordination des retraits d'ouvrages et l'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande. Le *Clean Energy Package* comprend une liste de 16 services complémentaires (analyses ex-post, dimensionnement régional des réserves, formation...). Les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent des méthodologies communes pour leur mise en œuvre progressive qui a débuté mi-2022.

1.4.4.1.3 Bilan électrique 2023

En France, la consommation corrigée d'électricité ⁽²⁾ (Corse comprise) a atteint 445 TWh ⁽³⁾ sur l'année 2023. Elle est en baisse de 3,2 % par rapport à 2022 où elle avait atteint 460 TWh. Cette baisse, observée en particulier tout au long de l'année, concerne tous les secteurs et reflète l'importance des économies d'énergie qui ont été réalisées. Après une année 2022 exceptionnelle au cours de laquelle la France a été importatrice, le solde des échanges commerciaux français est exportateur en 2023 à hauteur de 50 TWh.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2023 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 3 min 5 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,421 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

1.4.4.2 La distribution – Enedis

38,5 millions de clients	1,4 million de km de réseau	4 886 M€ d'investissements en 2023	40 001 collaborateurs	376 contrats de concession

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Il garantit sa sécurité et sa sûreté en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des entreprises locales de distribution (ELD).

Enedis en 4 principes clés

Le modèle français de l'opérateur de distribution d'électricité Enedis repose sur 4 grands principes :

- **une délégation de service public** qui confie à Enedis 95 % de la distribution d'électricité sur le territoire français métropolitain ;

- **la péréquation tarifaire** et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste, garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires ;
- **des contrats de concession signés avec les différentes autorités organisatrices de la distribution d'électricité**, garants d'une gouvernance territoriale décentralisée ;
- **une stricte séparation avec les activités concurrentielles et les autres acteurs** (en particulier les fournisseurs et les producteurs d'électricité), afin de respecter les règles d'indépendance et de garantir, notamment, l'absence de discrimination pour l'accès au réseau.

(1) Parmi ceux-ci, Coreso, centre de coordination, technique, rassemble 9 gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : RTE, ELIA, NGSO, EirGRID, Soni, 50hz, TERNA, REE, REN.

(2) Consommation d'électricité qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence et s'il n'y avait pas eu de 29 février pour les années bissextiles.

(3) Source « Bilan électrique 2023 ».

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

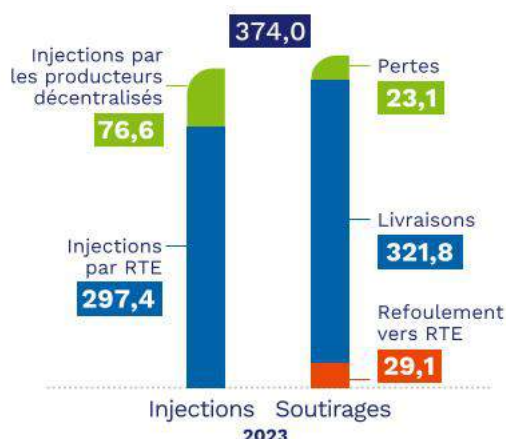
En 2023, Enedis a distribué l'électricité à plus de 38,5 millions de clients (points de livraison). Il a également permis la connexion de plus de 841 993 sites de production et de stockage en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Le réseau de distribution d'Enedis est constitué, au 31 décembre 2023, d'environ :

- > 668 700 kilomètres de lignes haute tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- > 740 300 kilomètres de lignes basse tension (BT) à 400 volts ;
- > 2 250 postes sources HTB/HTA ;
- > 812 600 postes de transformation HTA/BT.

Bilan simplifié des flux énergétiques – 2023

(en TWh)



Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution. Elles résultent notamment d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers l'ensemble des clients raccordés au réseau de distribution.

Les achats d'énergie pour compenser les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs, sont de 3 755 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, et en application de sa politique de couverture, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, sur le marché à terme ou spot. Elle agit soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux appels d'offres de vente d'électricité des obligations d'achat organisés par la mission Obligation d'Achat, au sein de la DOAAT⁽¹⁾.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH⁽²⁾ pour les pertes se fait au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit. Enedis exerce ses droits à l'ARENH lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance de gestion qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseau de distribution. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1^{er} juin 2016. Cette nouvelle dénomination permet au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal. Voir la section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF ».

- Le Conseil de surveillance est composé de quinze membres :
 - > huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire ;
 - > cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ;
 - > un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 ; et
 - > un représentant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.
- Le Directoire, composé de 5 membres, exerce ses fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts d'Enedis.

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession avec les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau de distribution et aux données ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

Enedis, première entreprise à mission dans le secteur de l'énergie

Depuis le 27 juin 2023, Enedis est devenue la première grande entreprise à mission du secteur de l'énergie. Dans le prolongement de ses missions de service public, Enedis réaffirme son engagement de contribuer dans la durée à une société plus juste et plus durable, en orientant ses décisions vers la création d'un impact positif, environnemental et social.

(1) Direction Optimisation Amont-Aval et Trading d'EDF.

(2) Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2023, 4 886 millions d'euros ont été investis par Enedis dont :

- 2 524 millions d'euros consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge ;
- 1 743 millions d'euros dédiés à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité et la préservation de l'environnement ;
- 619 millions d'euros investis dans les systèmes d'information et de télécommunications et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier...).

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2023	2022
Raccordements et renforcements	2 524	2 266
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	576	529
Outils de travail et moyens d'exploitation	619	531
Modernisation du réseau	1 167	1 089
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	4 886	4 415
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS ⁽¹⁾	812	745
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	5 698	5 160

(1) Après déduction PCT ^(a) et article 8 ^(b) pour la part financée par Enedis.

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

En sus de ses investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2023 en charges d'exploitation s'élève à 359 millions d'euros (contre 343 millions d'euros en 2022).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2023, la durée moyenne de coupure ressentie par les clients basse tension a été de 73,2 minutes. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison de très nombreux et violents aléas climatiques conjoncturels. L'année a en effet été marquée par de multiples tempêtes en début d'année (Gérard, Fien, Larisa et Mathis) et par des épisodes orageux. En fin d'année, la tempête Ciarán, immédiatement suivie de la tempête Domingos, a violemment touché la Bretagne et la Normandie, avec des vents supérieurs à ceux de 1999. La durée de coupure est tendanciellement en amélioration structurelle sur longue période, grâce aux investissements d'amélioration de la qualité de fourniture et de la résilience des réseaux, grâce à la maintenance préventive et aux actions d'amélioration de la réactivité en cas d'incidents. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, dans la fourchette de valeurs fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'intervention rapide électricité (FIRE). Ce dispositif lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2023, la FIRE a été mobilisée à sept reprises pour les réseaux gérés par Enedis. Lors des tempêtes Ciarán et Domingos début novembre, jusqu'à 4 400 personnes, salariés d'Enedis et des entreprises prestataires, ont été mobilisées, pour réparer les réseaux détruits.

Les investissements de raccordement sont encore en croissance en 2023 du fait d'une forte demande. La demande est tirée, côté clients, par les logements individuels et collectifs et les bornes de raccordement de véhicules électriques. Côté producteurs, elle résulte des impacts de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque).

En complément, les autorités concédantes ont investi 812 millions d'euros en 2023.

Au total, près de 5 698 millions d'euros ont donc été investis en 2023, en France continentale, sur les réseaux de distribution du périmètre opéré par Enedis.

Le développement des énergies renouvelables

2023 a été marqué par une croissance importante des raccordements réalisés par Enedis, en particulier pour la filière photovoltaïque. Ainsi, 206 944 installations photovoltaïques nouvelles ont été raccordées (contre 97 740 en 2022) pour une puissance de 3 135 MW (contre 2 400 MW en 2022). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 1 010 MW raccordés en 2023 (contre 1 219 MW en 2022).

À fin 2023, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 35,5 GW. Il est composé respectivement de 17,2 GW de centrales photovoltaïques et de 18,3 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,7 GW), les cogénérations (2,6 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2023, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 42,1 GW.

Dans le total des raccordements d'installations photovoltaïques de l'année 2023, 199 070 concernent des producteurs raccordés en BT ⁽¹⁾ inférieur à 36 kVA, raccordés en autoconsommation, avec ou sans revente du surplus, ce qui représente près de 100 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables. Il a mis en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Le développement de la mobilité électrique

L'électrification du secteur du transport induit une activité importante pour Enedis. Tous les points de charge nécessaires aux véhicules électriques doivent être raccordés, directement ou indirectement, au réseau public de distribution. Celui-ci doit être en mesure d'acheminer la quantité nécessaire d'électricité à la puissance instantanée requise.

Les ventes de véhicules électriques ont vraiment décollé en France en 2020, représentant de l'ordre de 10 % des ventes de véhicules neufs, contre 2 à 3 % en 2019. L'augmentation s'est poursuivie en 2021 puis en 2022. Fin 2023, le parc de véhicules électriques rechargeables ⁽²⁾ atteint 1 594 841 véhicules, soit une augmentation de 45 % par rapport à fin 2022.

(1) Basse tension.

(2) Véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR).

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Pour répondre à la croissance des volumes de raccordement d'installations de recharge de véhicules électriques ou « IRVE », Enedis a mis en place une organisation grands comptes IRVE. Elle est en charge de coordonner le suivi des études et travaux de raccordement des acteurs « multi-raccordeurs IRVE » qui déploient des plans d'implantation de bornes de recharge sur tout le territoire. Depuis mai 2023, on compte en France plus de 100 000 points de recharge accessibles au public.

En 2023, Enedis a réalisé 11 500 raccordements dédiés à des infrastructures de recharge de véhicule. Ce chiffre est en augmentation de 47 % par rapport à 2022.

L'équipement en infrastructures de recharge des parkings d'immeubles d'habitation collectifs est également un enjeu clef du déploiement de la mobilité électrique : près d'un foyer français sur deux réside en immeuble. On compte sur le territoire desservi par Enedis 236 000 résidences disposant d'un parking de plus de 5 places. Leurs copropriétaires ou bailleurs peuvent choisir, soit :

- de confier l'équipement en infrastructures de recharge à un opérateur privé, pour lequel Enedis devra raccorder un point de livraison dédié ;
- d'opter pour la solution publique qui consiste à prolonger le réseau public de distribution dans le parking pour pré-desservir les places.

Enedis accompagne les collectivités locales dans l'établissement des schémas directeurs d'infrastructure de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Fin 2023, 116 SDIRVE ont été lancés et près de la moitié a été validée en préfecture.

Enedis est engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2023, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 000 véhicules environ, est électrifiée à plus de 31 % et 5 905 bornes de recharge sont installées sur ses sites.

Activité de gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les acteurs de marché

Dans le cadre des contrats GRD-RE et GRD-F, Enedis exerce des activités en lien avec les responsables d'équilibre (RE) et les fournisseurs d'électricité. Elle procède à la reconstitution des flux d'énergie au périmètre de chacun des RE (au nombre de 78 à fin 2023) pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. Elle assure la relation au quotidien avec les fournisseurs d'électricité (au nombre de 94 à fin 2023) pour permettre à leurs clients en contrat unique de bénéficier de l'acheminement de l'électricité et des prestations associées.

Dans un contexte énergétique où les enjeux de sobriété sont marqués, les données mesurées par Enedis (énergie et puissance) sont fortement sollicitées par les fournisseurs d'électricité mais aussi par les 689 tiers ⁽¹⁾ qui disposent d'un contrat d'accès aux données via le portail d'interface mis en place par Enedis.

Cadre réglementaire

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces. Voir la section 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Concessions

Au 31 décembre 2023, Enedis est coconcessionnaire avec EDF de 376 contrats de concession. Ils couvrent environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En décembre 2017, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. France urbaine représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le modèle de contrat ainsi révisé réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation, dans la durée, de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes.

Au 31 décembre 2023, on dénombre ainsi 301 contrats de concession conclus sur la base de ce modèle, auxquels s'ajoutent 31 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 332 contrats modernisés. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler les contrats d'anciens modèles.

Cadre réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'électricité dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale dont certains couvrent tout un département.

La séparation des activités de production et fourniture d'une part et de distribution d'autre part, imposée par les directives européennes, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour ⁽²⁾.

Conformément à l'article L. 3213-1 du Code de la commande publique, qui transpose en droit interne l'article 10.1 de la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

(1) Un tiers s'entend ici comme un acteur qui n'est ni le fournisseur ni le client titulaire du point de comptage et qui peut accéder aux données du client dont il a obtenu l'autorisation préalable.

(2) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF ⁽¹⁾ n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Une trajectoire d'investissement ambitieuse pour favoriser la transition écologique et garantir la qualité de fourniture face aux changements climatiques

Enedis prévoit 96 milliards d'euros (€₂₀₂₁) d'investissements (investissements bruts hors remise d'ouvrage - cf paragraphe ci-dessus) sur la période 2022-2040. Ainsi, les investissements annuels passeront de 3,9 milliards d'euros en 2021 (hors déploiement Linky) à durablement plus de 5 milliards d'euros (€₂₀₂₁).

Ces investissements vont permettre d'accompagner la transition écologique par le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et celui des énergies renouvelables. La fin de la vente des véhicules thermiques en 2035 et la généralisation des véhicules électriques vont conduire à un pic d'investissements aux alentours de 2030, avec un enjeu majeur autour du résidentiel collectif. Par ailleurs, l'accélération rapide du développement des énergies renouvelables va se poursuivre, particulièrement sur le photovoltaïque, avec la publication prochaine d'une nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie.

En parallèle, Enedis prévoit des programmes de modernisation qui couvrent l'ensemble des ouvrages à risque avec un renouvellement ciblé en fonction des probabilités de défaillance. Les programmes déjà engagés sont prévus en croissance pour continuer d'améliorer la qualité de fourniture et la résilience, dans le contexte d'évolution des risques liée aux changements climatiques (incendies, canicules, inondations, coups de vent et tempêtes). Ils visent à :

- améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques par l'enfouissement ou la restructuration de réseaux traversant des zones boisées ou exposées au vent, au givre ou à la neige ;
- améliorer la fiabilité des réseaux HTA aériens, par la rénovation programmée ;
- résorber des câbles souterrains en isolation papier imprégné ;
- résorber les réseaux BT aériens nus ;
- limiter l'impact des inondations et accélérer la réalimentation.

Enedis accompagne le développement massif de la mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique représente le principal facteur d'augmentation de la consommation d'électricité du pays à horizon 2050. Selon les projections d'Enedis, concordantes avec les scénarios de la SNBC (Stratégie nationale bas carbone), 18 millions de véhicules électriques rechargeables circuleront en France en 2035, soit 40 % du parc de véhicules légers et utilitaires légers à cette échéance.

Le volume d'activité lié au raccordement des nouveaux points de charge nécessaires à ces véhicules (à domicile, sur la voie publique, sur les parkings des centres commerciaux, sur les sites des entreprises, sur les grands axes routiers et autoroutiers...) représente un vrai défi pour Enedis, tout particulièrement les solutions de recharge dans l'habitat collectif. Une organisation dédiée en mode projet a été mise en place pour faire face à la forte croissance de ce segment.

L'adaptation des réseaux de distribution au développement de ce nouvel usage constitue également un défi.

Dans ce contexte, Enedis conduit de nombreuses études et expérimentations sur les questions structurantes que pose la mobilité électrique : pilotage de la recharge, utilisation des batteries des véhicules électriques pour rendre des services au système électrique, synchronisation recharge et production EnR, utilisation des données du véhicule, de la borne, de comptage, modélisation et étude d'impact sur les réseaux des besoins en recharge rapide (sur autoroutes notamment)... L'objectif est d'anticiper les impacts sur le système électrique et sur les activités du distributeur.

Pour répondre à la complexité de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

L'arrivée massive sur le réseau de distribution de sources de production diffuses et intermittentes, et la forte croissance de la mobilité électrique, nécessitent un contrôle et un pilotage des flux de plus en plus fin et complexe.

Dans ce contexte, et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les technologies numériques et industrialise les *smart grids*. Il s'agit d'équiper les réseaux avec des centaines de milliers de capteurs, de poursuivre la digitalisation des systèmes communicants d'ancienne génération, de développer les outils numériques permettant d'ordonner les raccordements pour garantir une gestion des flux qui respecte la limite technique de nos ouvrages (DERMS), ainsi que de renforcer la supervision et la résilience (dont la cybersécurité) des infrastructures et systèmes d'information.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel d'accélération de la transition écologique.

Cadre réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2020. La phase de déploiement massif ayant pris fin en décembre 2021, la CRE, dans sa délibération du 17 mars 2022, a fixé les indicateurs incités financièrement, dans le cadre du suivi de la performance du système de comptage évolué Linky pour la période 2022-2024. En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2023, le différé est de + 1 980 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2023, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

(1) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

En 2023, ce sont environ 1,1 million de nouveaux compteurs « Linky » qui ont été implantés sur le réseau, dont environ deux tiers en remplacement des compteurs d'anciennes générations. Les compteurs « Linky » représentent maintenant 94 % du parc actif et permettent aux clients de suivre de plus près leur consommation.

Le système de comptage a été clé, dans un contexte de moindre disponibilité des centrales de production électrique, pour sécuriser le passage de l'hiver 2022/2023 en programmant la déconnexion temporaire des chauffe-eau résidentiels sur les heures creuses méridiennes et ainsi éviter de recourir à des délestages.

Ce système permet également d'identifier plus finement qu'avant les zones du réseau basse tension touchées par des ruptures d'alimentation au cours des événements climatiques (tempêtes Larisa et Noa en mars et avril et dernièrement Ciarn et Domingos début novembre), et ainsi d'accélérer leur remise en état.

Enedis a également développé, et lancé à l'échelle industrielle, de nouveaux postes-sources qui sont l'élément clé des réseaux. Il s'agit de postes-sources express dont la conception et le pré-assemblage en usine permettent de gagner un an sur un délai de raccordement d'un producteur tout en optimisant son coût. La moitié des postes qui seront construits d'ici 2035 le seront selon cette conception.

L'innovation est clé pour optimiser les investissements, exploiter les infrastructures de manière performante en prenant en compte l'écoconception dès le démarrage des projets. La révolution numérique sur les réseaux et dans les métiers d'Enedis est menée en concertation avec l'ensemble de l'écosystème d'innovation, dans le domaine des *smart grids* comme dans celui de la FrenchTech. Cette politique d'innovation s'appuie systématiquement sur les laboratoires de recherche, universités, start-up, associations et entreprises de toutes tailles. Cette démarche représente des opportunités d'emplois et de croissance dans les territoires et donne de la visibilité à l'international sur ces réalisations.

Enedis a été ainsi à l'initiative (avec RTE) de la création de *Think Smartgrids*, l'association du secteur français des réseaux électriques intelligents qui promeut la filière à l'international. Elle regroupe aujourd'hui une centaine de membres.

La gestion des données, un aspect fondamental de la révolution numérique

Enedis est également devenue, en quelques années, l'un des leaders du secteur énergétique en matière de données. Aujourd'hui près de 500 types de données par an sont mis à disposition des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Enedis a été parmi les premiers de son secteur à ouvrir une plateforme d'*open data* au niveau européen. Elle est également à l'initiative de la création de l'Agence ORE ⁽¹⁾ qui réunit l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'électricité et gaz en France et met à disposition l'ensemble des données de tous les opérateurs.

La mission d'Enedis de collecte, de protection et de mise à disposition des données a permis de développer des solutions industrielles pour l'ensemble des Français à l'instar du programme Linky. L'utilisation de ces données revêt un intérêt stratégique pour Enedis. Elles permettent également d'améliorer sa performance industrielle et la qualité du service rendu aux clients. Cela pose également de nouveaux défis d'envergure en matière de cybersécurité et nécessite une protection renforcée des systèmes et des données. L'ensemble des systèmes d'information d'Enedis respectent la protection des données individuelles. Enedis répond à cet égard aux normes et règles édictées par la CNIL (Commission nationale informatique et libertés).

Un service public responsable à impact positif au service de la transition écologique

Acteur majeur du système électrique français, convaincue que sa performance industrielle et économique nécessite une exemplarité sociale, sociétale et environnementale, Enedis est la 1^{ère} filiale du Groupe à être devenue, le 27 juin 2023, une Entreprise à Mission. Forte de la large consultation de ses parties prenantes internes et externes de 2020 et dans la continuité de son projet d'entreprise, Enedis a défini sa raison d'être : **Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable.**

Enedis est devenue entreprise à mission, en inscrivant dans ses statuts sa raison d'être et 5 objectifs environnementaux, sociaux comme suit :

- mobiliser notre expertise industrielle et numérique pour un réseau de distribution performant qui accompagne les modes de production décentralisés et qui accélère les usages sobres et innovants de l'électricité ;
- intégrer dans nos activités les enjeux climatiques, la préservation de la biodiversité et des ressources naturelles ;
- engager nos ressources et nos investissements au plus près des collectivités au service de la cohésion et de la résilience des territoires ;
- agir avec nos salariés et nos partenaires pour un service public proche de nos clients, inclusif et solidaire ;
- ancrer dans nos métiers la diversité des personnes et des parcours, et préserver la santé et la qualité de vie au travail.

Un comité de mission a été mis en place en septembre 2023, ayant pour objet de suivre et challenger la mission et de s'assurer que l'entreprise alloue bien les moyens nécessaires et suffisants pour tenir ses objectifs statutaires.

La politique RSE validée en 2021, visant à créer un impact positif pour la planète, les femmes et les hommes, et les territoires, se reflète désormais les cinq objectifs de mission inscrits dans les statuts d'Enedis.

Les actions clés en faveur du climat

L'engagement d'Enedis est renforcé et clarifié dans la politique RSE autour d'ambitions majeures visant à atténuer les différents impacts sur le climat :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre et contribuer à la Stratégie nationale bas carbone de la France visant à contribuer à la neutralité à l'horizon 2050 ;
- favoriser le raccordement des énergies renouvelables et des installations de recharge de véhicules électriques publiques au réseau de distribution ;
- développer l'écoconception et l'économie circulaire ;
- prévenir les pollutions de l'air.

L'ambition prioritaire d'Enedis est de contribuer à la « neutralité carbone » d'ici 2050. Elle vise une réduction drastique de ses émissions propres (scope 1) et a impulsé une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs et prestataires pour réduire le plus fortement possible les émissions du scope 3.

Enedis entend par ailleurs contribuer aux objectifs de l'Accord de Paris en accélérant le déploiement de solutions électriques décarbonées à grande échelle avec notamment des groupes électrogènes à faible émission et l'électrification des événements sportifs dont les Jeux Olympiques de Paris en 2024 ⁽²⁾ et en maîtrisant la consommation d'électricité grâce aux compteurs communicants.

(1) L'Agence ORE (Opérateurs de réseaux d'énergie) fédère l'ensemble des acteurs français de la distribution d'électricité et de gaz, pour offrir une vision globale de la distribution en France, en un guichet unique et gratuit de la donnée. Elle met à disposition la donnée multiénergie, multigestionnaire de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en *open data* et sous forme de datavisualisations.

(2) Électrification des JOP 2024 : estimation de - 80 % d'émissions de CO₂ évitées via le raccordement au réseau de distribution en substitution de l'installation de groupes électrogènes.

Adaptation des réseaux de distribution

Enedis a établi un Plan d'adaptation aux aléas climatiques afin de réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux aux différents risques climatiques identifiés.

Les retours d'expérience des récents événements climatiques (vagues de chaleur de l'été 2022, tempêtes de 2023) confortent le bien-fondé des programmes mis en place. Pour les réseaux aériens HTA, il s'agit d'enfouissements ciblés et d'un vaste programme de rénovation visant à fiabiliser l'ensemble des réseaux par cycle de 25 ans. Les réseaux BT aériens nus sont renouvelés par des réseaux torsadés isolés ou par des réseaux souterrains. Les réseaux HTA souterrains isolés au câble papier imprégné sont renouvelés par des réseaux souterrains neufs, en fonction de leur fiabilité et de leur sensibilité au risque de canicule.

Par ailleurs, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE), qui permet de repositionner sur l'ensemble du territoire des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique, évolue pour prendre en compte les nouvelles interactions avec les autres infrastructures (télécommunications notamment).

1.4.4.3 Systèmes énergétiques insulaires (SEI)

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental, ou ZNI (Zones non interconnectées), opérés par EDF sont la Corse, des départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et des collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux entités :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI) qui assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) qui est en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre sont compensés par le budget de l'État.

Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) payé par les utilisateurs du réseau et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2023
Nombre de clients	Environ 1 253 000
Longueur réseaux (en km)	Environ 39 900
Puissance nette installée du parc * (en MW)	2 005
<i>dont parc hydraulique et autres renouvelables</i>	22 %
<i>dont parc thermique</i>	78 %
Production nette * (en GWh)	6 057
<i>dont production hydraulique</i>	23 %
Achats d'énergie auprès des tiers (en GWh)	3 832
<i>dont énergies renouvelables, y compris bagasse</i>	61 %
<i>dont autres énergies</i>	39 %
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE * ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	9 889

* Données incluant la Direction EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie. Les nouvelles centrales sont construites et exploitées par la filiale EDF PEI. Dans les territoires où la PPE le prévoit, EDF PEI envisage d'exploiter ses nouvelles centrales et de convertir celles existantes (mises en service entre 2012 et 2015) à la biomasse liquide (répondant aux exigences des articles L. 281-2 et suivants du Code de l'énergie) afin que 100 % de ses actifs de production produisent une électricité renouvelable d'ici 2030. En premier lieu, la centrale de Port Est à La Réunion a été convertie au second semestre 2023.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane, et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique, EDF PEI renforce sa présence dans les ENR par le biais de projets en partenariat avec EDF Renouvelables. EDF PEI est également partenaire de la société GMOB qui a pour objet de déployer et d'exploiter un réseau de bornes de recharges électriques aux Antilles.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans la plupart de ces territoires (quoique modérée par les actions d'efficacité énergétique engagées), le développement des énergies renouvelables ainsi que le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques. Au total, le gestionnaire de réseaux EDF SEI a investi, en 2023, 259 millions d'euros dans les activités Réseaux.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques

En tant que gestionnaire du système électrique, EDF SEI contribue à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables non synchrones dans les ZNI. Il propose des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations et en développant des techniques de mesure communicantes.

EDF SEI a également raccordé plusieurs systèmes de stockage centralisé qu'il pilote. Ils sont utilisés en réserve de puissance, en cas de perte d'un moyen de production, ou pour couvrir les pointes de consommation.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Des travaux sont en cours pour faire émerger des microréseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système innovant associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage a ainsi été installé, en 2017, sur l'île de Sein. Il permet une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock (4 000 habitants), en Guyane, un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (biomasse solide et aussi hydraulique à terme) associées à une batterie et un système de pilotage intelligent.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF SEI a engagé le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) d'ici fin 2024 (et en Corse d'ici fin 2025). Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. À fin 2023, plus de 1 000 000 compteurs ont été posés.

Conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de Corse ⁽¹⁾, EDF envisage de signer un partenariat pour lui permettre, à partir de 2029, d'importer 100 MW (contre 50 MW actuellement) depuis la liaison SACOI qui relie depuis 1964 l'Italie du nord à la Sardaigne en courant continu, en traversant la Corse du nord au sud.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Il exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz ⁽²⁾, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF Développement Environnement (EDEV). Le solde des actions est détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

La distribution d'électricité et de gaz

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution du groupe ÉS. Elle exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion et du Code de bonne conduite.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux locaux en aval.

La commercialisation d'électricité et de gaz

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'Électricité de Strasbourg. À fin 2023, elle fournit plus de 575 000 clients en électricité (dont électricité verte) et plus de 111 000 en gaz ou biogaz. Ses clients sont des particuliers, des entreprises (tertiaire et industrie) et des collectivités.

En complément, la société propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux pour aider les clients à comprendre leurs consommations d'énergie et les accompagner dans des actions concrètes de sobriété énergétique.

ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement. Ils portent sur la rénovation et les travaux dans l'habitat via un portail de mise en relation avec un réseau de partenaires locaux. ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement des solutions photovoltaïques. Elle promeut la mobilité durable dont notamment les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. L'ensemble de ces activités commerciales liées au photovoltaïque, à la mobilité électrique, à l'efficacité énergétique et à la rénovation de l'habitat sont regroupées sous la marque « Planigy par ÉS » lancée en septembre 2022.

Par ses différentes offres et conseils, ÉS Énergies Strasbourg accompagne ainsi ses clients au quotidien, dans la sobriété énergétique et la décarbonation de leurs usages.

Les services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à parts égales par la holding d'Électricité de Strasbourg (FIPARES) et Dalkia. En matière de transition énergétique, elle se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique pour décarboner des acteurs économiques privés et publics en Alsace. Elle propose des offres attractives sur les marchés globaux de performance et les contrats de performance énergétique qui permettent de :

- agir sur l'efficacité énergétique du bâti par des travaux de rénovation ;
- optimiser le pilotage des installations énergétiques ;
- mettre en œuvre des solutions d'énergie renouvelable ;
- sensibiliser les usagers aux économies d'énergie.

Par ailleurs, ÉS Services Énergétiques propose des offres de pilotage et de sécurisation des réseaux (réseau de chaleur, électrique ou d'éclairage public). Elle réalise également des activités d'ingénierie de restauration collective.

La production d'énergie renouvelable

Géothermie haute température

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie haute température en France. La société ÉS Géothermie SA exploite, depuis 2016, la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen. Sa production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 190 GWh/an. Elle est issue d'une ressource géothermale située à 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale géothermique électrogène située à Soultz-sous-Forêts qui produit environ 5 GWh par an.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt Noire. D'une puissance de 37 MW thermiques, elle produit chaque année environ 60 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 105 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, d'une puissance de 410 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 2 GWh par an, soit la consommation électrique annuelle de 350 logements.

Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg détient une participation de 35 % dans SERHY. La société est spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans les massifs alpins et pyrénéens principalement. La production renouvelable de SERHY est d'environ 160 GWh par an.

Lithium

ÉS et Eramet ont signé, en janvier 2023, un protocole d'accord visant à étudier les possibilités d'extraire du lithium qualité batterie à partir des saumures géothermales alsaciennes. Le projet Alsace Géothermie Lithium (AgeLi) vise en effet une production annuelle d'au moins 10 000 tonnes de lithium d'ici 2030.

(1) Décret n°2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

(2) L'activité de distribution est portée par la société Strasbourg Électricité Réseaux dans le respect des règles d'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à 40,9 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading ⁽¹⁾ et réunit d'autres sociétés du Groupe (Dalkia UK, EDF Renewables UK et Pod Point). EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni et emploie 11 588 personnes sur ses sites à travers le Royaume-Uni en décembre 2023. EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

L'objectif d'EDF au Royaume-Uni est d'aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans cinq domaines d'activité :

- nucléaire : la production d'électricité sans carbone ⁽²⁾, les services de démantèlement, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point et le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- vente au détail : la fourniture aux particuliers et clients professionnels d'électricité, de gaz et de services énergétiques. Offrir aux clients des solutions de mobilité électrique grâce à la participation majoritaire d'EDF Energy dans Pod Point et de chauffage bas carbone à travers CB Heating ;
- entreprises et commerce de gros : la fourniture d'électricité, de gaz et de services énergétiques plus largement aux grandes entreprises, au secteur public et aux propriétaires d'actifs ;
- renouvelables : le développement, la construction et l'exploitation d'installations de production et de stockage d'énergie éolienne, solaire et de grandes batteries au Royaume-Uni et en Irlande par l'intermédiaire d'EDF Renewables UK ;
- services techniques : la prestation de services techniques et énergétiques auprès du secteur privé et public au travers de Dalkia UK.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

EDF au Royaume-Uni soutient le pays dans la réalisation de ses ambitions « Net Zero » (neutralité carbone) et la raison d'être du groupe EDF : construire un avenir énergétique Net Zero grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants, contribuer à la protection et à la préservation de l'environnement, et stimuler le bien-être et le développement économique.

La trajectoire Net Zero préservera la sécurité énergétique de la Grande-Bretagne et contribuera à protéger les clients de la volatilité des prix de l'énergie à l'échelle mondiale, créant ainsi des opportunités économiques pour les entreprises et les communautés. Dans un système énergétique de plus en plus complexe et interconnecté, l'étendue des capacités d'EDF au Royaume-Uni constitue un avantage stratégique.

Le rapport d'étape *Helping Britain achieve Net Zero* d'EDF ⁽³⁾ présente les progrès et les projets de la société pour aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone et, plus largement, ses objectifs en matière de développement durable. Il s'agit notamment de soutenir les clients, de minimiser les impacts environnementaux et d'apporter une contribution sociale positive au Royaume-Uni. Conformément à la réglementation britannique ⁽⁴⁾, EDF Energy a publié en 2023 un plan de réduction de son empreinte carbone couvrant certaines catégories d'émission à l'horizon 2026 ⁽⁵⁾.

EDF au Royaume-Uni est le plus grand producteur d'électricité zéro carbone en Grande-Bretagne et exploite un parc d'actifs éoliens, nucléaires, solaires et de stockage.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF Energy est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et rentables. Le parc de centrales nucléaires d'EDF Energy fournit 13,5 % (2022) de l'électricité au Royaume-Uni. Tous les réacteurs avancés refroidis au gaz RAG ont été exploités au-delà de leur durée de vie prévue de 25 à 30 ans. Les dates de mise à l'arrêt des centrales de Heysham 1 et de Hartlepool ont par ailleurs été repoussées en 2023 au 31 mars 2026 dans une fourchette de +/- 1 an, contre le 31 mars 2024 précédemment. D'autres travaux sont en cours pour évaluer la prolongation de la durée de vie des autres centrales RAG en activité (Heysham 2 et Torness). Par ailleurs, la prolongation de 20 ans de la durée de vie de la centrale REP de Sizewell B est également à l'étude, afin de continuer à répondre à 3 % de la demande d'électricité de la Grande-Bretagne jusqu'en 2055.

La production nucléaire en 2023 a atteint 37,3 TWh, contre 43,6 TWh en 2022.

En 2023, EDF Energy a investi 3,9 milliards de livres sterling dans la construction et l'entretien de la production nucléaire et renouvelable en Grande-Bretagne. Aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF Energy d'opérer le déchargement du combustible des sept centrales RAG dans les dix prochaines années. Dungeness B, Hunterston B et Hinkley Point B sont en phase de déchargement de combustible. En 2023, EDF a achevé pour la première fois le déchargement du combustible d'un réacteur RAG, le réacteur 3 d'Hunterston B.

En avril 2023, EDF Energy a atteint son objectif de réduire l'intensité carbone au point de production à 0 gCO₂/MWh. Cela fait suite à la fermeture des deux dernières tranches de la centrale au charbon de West Burton A, qui avaient été mises à la disposition du gestionnaire de réseau National Grid pour assurer la sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver 2022-2023.

EDF Energy est le premier développeur nucléaire du Royaume-Uni.

Le soutien du gouvernement britannique au nucléaire a été confirmé avec l'ambition d'atteindre une capacité de 24 GW à l'horizon 2050 et le lancement de l'organisme « Great British Nuclear » avec le soutien d'EDF Energy.

En partenariat avec CGN ⁽⁵⁾, EDF Energy construit à Hinkley Point, dans le Somerset, deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,26 GW) reposant sur la technologie EPR. Fin 2023, le dôme en acier de 245 tonnes a été posé sur le bâtiment réacteur de la tranche 1, fermant le toit, ce qui a ouvert la voie à l'installation de la cuve du réacteur de la tranche 1 en 2024. Environ 10 000 personnes travaillent actuellement sur le site à la construction de la centrale.

Un projet EPR similaire de 3,26 GW est prévu à Sizewell dans le Suffolk. En janvier 2024, le gouvernement du Royaume-Uni a débouqué un investissement supplémentaire de 1,3 milliard de livres sterling pour soutenir la construction de Sizewell C, qui progresse vers une décision finale d'investissement prévue en 2024. Cet investissement consolidera la position du gouvernement en tant qu'actionnaire majoritaire du projet. Il fait suite à un premier financement de 700 millions de livres sterling en novembre 2022 et à 511 millions de livres sterling supplémentaires approuvées à l'été 2023. Au 31 décembre 2023, le gouvernement britannique détient 50,6 % du projet et EDF les 49,4 % restants.

(1) Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et trading : EDF Trading ».

(2) Zéro carbone au point de production.

(3) <https://www.edfenergy.com/about/sustainability>

(4) Réglementation PPN06/21.

(5) China General Nuclear Corporation.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Sizewell C devrait abriter deux des réacteurs nucléaires les plus puissants du monde. Il permettra de produire une électricité fiable et à faible émission de carbone pour près de 6 millions de foyers pendant 60 ans, évitant ainsi 9 millions de tonnes de CO₂ chaque année. Au plus fort de la construction, il devrait soutenir 10 000 emplois dans tout le pays.

EDF Energy soutient le nouveau programme nucléaire au Royaume-Uni et la voie vers le *Net Zero* grâce à des compétences et des sites permettant d'explorer de nouvelles technologies. Le site de West Burton A a été choisi par le gouvernement britannique pour héberger le premier prototype de centrale électrique à fusion du Royaume-Uni, et EDF est l'une des sociétés sélectionnées pour participer à un concours gouvernemental soutenant le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactors*, SMR) pour une plus grande sécurité énergétique. EDF Energy participe activement en consortium aux démonstrateurs visant à utiliser la chaleur et l'énergie nucléaire pour la production d'hydrogène.

EDF au Royaume-Uni est un leader dans la décarbonation de ses clients.

EDF Energy alimente 3,6 millions de foyers et entreprises britanniques en gaz et en électricité. C'est le premier fournisseur d'électricité des entreprises et du secteur public en Grande-Bretagne. Les prix de l'énergie toujours élevés en 2023 et les pressions inflationnistes plus larges ont créé des problèmes de pouvoir d'achat pour les clients. Sur le marché domestique, EDF Energy a été classé un des meilleurs fournisseurs par l'agence Citizens Advice, sur des données publiées entre juillet et septembre. En 2023, le montant total des engagements d'EDF Energy au titre

de l'*Energy Company Obligation* (ECO) et du *Great British Insulation Scheme* (GBIS) a été porté à 185 millions de livres sterling, ce qui profite à 14 000 ménages en les aidant à réduire les coûts de l'énergie et les émissions carbone.

EDF Energy a procédé à plus de la moitié de la migration de ses 3,6 millions de clients particuliers et PME vers la plateforme *EnTech* de Kraken Technologies, leader du marché. Cela s'inscrit dans l'objectif d'EDF Energy de fournir un service client efficace sur le marché à travers une gamme de produits et de services, et la fourniture d'une énergie plus verte et bon marché.

En utilisant les capacités de l'ensemble d'EDF au Royaume-Uni, EDF Energy propose des solutions comprenant la mobilité électrique, le chauffage bas carbone, la microproduction d'électricité, les contrats d'achat d'énergie renouvelable (via PPA ou corporate PPA), des services de flexibilité et des compteurs intelligents associés à des services de données. EDF Energy est l'un des principaux acteurs de la flexibilité via batteries au Royaume-Uni.

EDF au Royaume-Uni a pris des mesures importantes pour augmenter ses capacités en 2023. En septembre 2023, EDF Renewables UK and Ireland a acquis la société SAS Energy, spécialisée dans la fourniture de technologie solaire destinée aux secteurs commercial et industriel (C&I). Cela permettra à EDF Energy de livrer des projets solaires sur site à un large éventail de clients professionnels. En novembre 2023, EDF Energy a acquis 100 % des parts de l'un des principaux installateurs de pompes à chaleur au Royaume-Uni, CB Heating, dans la lignée de l'investissement initié en 2022.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni – 2023

EDF Energy	31/12/2023	31/12/2022
Électricité fournie ⁽¹⁾ (en GWh)	44 755	43 656
Gaz fourni (en GWh)	27 598	29 190
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers) ⁽²⁾	5 358	5 542
Nombre de salariés ⁽³⁾	11 588	10 795
Taux global d'accidents déclarés ⁽⁴⁾	0,72	0,70

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Données à la fin de l'exercice.

(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité. Hors effectif Pod Point.

(4) Taux global d'accidents déclarés : nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents (TFA) pour Hinkley Point C s'élève à 0,086 à fin décembre 2023. (En 2022, il était de 0,09. En raison de l'accident mortel intervenu sur le site d'HPC, le taux réel communiqué était de 0).

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La réglementation suivante est applicable à la fois à la production d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Cadre réglementaire

Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire (*Nuclear Site Licence*, NSL) pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction. Elle lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCOs), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend une évaluation de l'impact environnemental, la mise en place de mesures d'atténuation de celui-ci ainsi que la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

Office for Nuclear Regulation (ONR)

Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR) et l'Environment Agency (EA)/Scottish Environment Protection Agency (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les obligations d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites ;
- la *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;

- l'*Energy Act* 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Elle a également confirmé les missions de l'ONR dans les domaines de la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi décrit en détail les pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- les réglementations sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui sont basées sur la directive sur les normes de sûreté de base (*Basic Safety Standards Directive*), et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- le règlement de 2016 sur les autorisations environnementales en Angleterre et au Pays de Galles (*Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*) et le règlement de 2018 sur les autorisations environnementales en Écosse (*Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*). Le règlement de 2016 fournit le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celui de 2018 fournit le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'inclut actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et la SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes. Cela débute par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. Le non-respect de la législation en matière de sûreté peut être sanctionné d'une amende d'un montant illimité, une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs, ou les deux.

Brexit

L'accord sur le nucléaire civil (*Nuclear Cooperation Agreement* – « NCA ») conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni le 30 avril 2021 est semblable à d'autres NCA que l'UE a signés avec des pays tiers. Il s'applique pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de protections, de sûreté et de sécurité. Il fournit également un cadre pour le commerce des matières et des technologies nucléaires, facilite la recherche et le développement et permet l'échange d'informations.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy détient huit centrales nucléaires au Royaume-Uni (15 réacteurs) dont trois (6 réacteurs) sont entrées en phase de déchargement du combustible. La capacité de production totale était de 5,9 GW en 2023. Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère détenant les actifs d'exploitation nucléaire (hors nouveau nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis à gaz (RAG). La huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2023, quatre événements de niveau 1 (anomalie) ont été enregistrés sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2023, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement 0,076 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2023 a été de 4,948 mSv, sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à respecter le niveau de sûreté requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courant entre deux arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de 18 mois pour Sizewell B.

De plus, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus détaillé et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). La poursuite de l'exploitation nécessite la validation de cet examen par l'ONR. Le PSR de la centrale Sizewell B a été soumis à l'ONR en janvier 2024, sa décision étant attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B de type REP pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté acquis par EDF Energy ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de sept ans en moyenne. La perspective de nouvelles prolongations de la durée de vie des RAG (quatre centrales) sera réexaminée d'ici fin 2024 et l'ambition est d'opérer au-delà de ces dates, sous réserve des inspections des centrales et des approbations réglementaires.

Voir également dans la section 2.2.1, le facteur de risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) – Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE

		Production ⁽²⁾ (en TWh)	
Centrales électriques	Puissance ⁽¹⁾ (en MW)	2023	2022
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	-	-	-
Hartlepool	1 185	7,3	7,7
Heysham 1	1 060	6,5	6,3
Heysham 2	1 240	7,6	7,9
Hinkley Point B	-	-	4,1
Hunterston B	-	-	0,1
Torness	1 200	8,3	7,2
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	7,7	10,4
TOTAL	5 883	37,3	43,6
FACTEUR DE CHARGE ⁽³⁾		72 %	77 %

(1) Les puissances des réacteurs de production sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1^{er} janvier 2023.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les importations concernant des centrales non productrices ne sont pas prises en compte.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question. Concernant 2022, la centrale Hinkley Point B a été incluse jusqu'au 30 juin, c'est-à-dire la fin du dernier trimestre avant l'arrêt de la production, conformément au traitement des indicateurs de performance opérationnelle de la WANO (World Association of Nuclear Operators).

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a généré 37,3 TWh en 2023, soit 6,3 TWh de moins qu'en 2022 (43,6 TWh). La baisse de la production est en grande partie due à :

- l'arrêt de l'exploitation de Hinkley Point B (le 1^{er} août 2022) et de Hunterston B (le 7 janvier 2022) ;

- quatre visites réglementaires réalisées en 2023 (contre deux en 2022), partiellement compensées par :

- > trois visites pour inspection graphite en 2022, et
- > des arrêts fortuits en baisse en 2023.

DURÉES D'EXPLOITATION * ET DATES DE FERMETURE ATTENDUES

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture
Hinkley Point B	RAG **	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	38 ans	13 ans	2021
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	43 ans	19 ans	2026
Hartlepool	RAG	Août 1983	43 ans	19 ans	2026
Torness	RAG	Mai 1988	40 ans	15 ans	2028
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	40 ans	15 ans	2028
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	-	2035

* Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la Nuclear Decommissioning Authority (« NDA »).

** Réacteurs avancés refroidis à gaz.

La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (Low Level Waste – LLW), pour lesquels un exutoire existe incluant le centre de stockage en subsurface de Drigg dans le comté de Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (Intermediate Level Waste – ILW) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (High Level Waste – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité. Ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage et d'évacuation de ces déchets ;
- les déchets « Higher Activity Waste » (HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés en subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser). Le recours à une série d'exutoires et de solutions de recyclage doit favoriser l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par Sellafield Limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme.

Le combustible usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec dédiée qui a vocation à stocker en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes). La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Des politiques visant à améliorer et à optimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles s'inscrivent dans le cadre de politiques plus larges, établies à l'échelle de l'entreprise, en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

1.

Cadre réglementaire

La gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenu, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement praticable, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin qu'ils ne puissent pas fuir ou s'échapper.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (EA – Environment Agency) réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution and Prevention Control*), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau (*Water Resources Act*), les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

En Écosse, l'agence de protection de l'environnement écossaise (Scottish Environmental Protection Agency – SEPA) réglemente l'élimination des déchets radioactifs provenant des sites nucléaires autorisés. En ce qui concerne les déchets radioactifs de très haute activité provenant des sites écossais, le gouvernement mène une politique de stockage à long terme en subsurface à proximité du site ou bien d'élimination.

Le démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumis à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ces exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) (*Nuclear Reactors [Environmental Impact Assessment for Decommissioning] regulations 1999*), qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation de cet impact.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (*Funding Decommissioning Programme*) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir également la section 6.1, la note 15.2.3 « Provisions pour déconstruction » des annexes aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

EDF Energy est partie à une série d'accords (les Accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique et, depuis sa privatisation, par EDF Energy Nuclear Generation Ltd. qui effectue des versements trimestriels au NLF selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé une contribution supplémentaire de 5 milliards de livres sterling au NLF.

EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration le 23 juin 2021. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent qu'une fois la phase d'évacuation du combustible terminée sous la responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales RAG seront transférées à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), ou à un autre acheteur de centrale désigné par le gouvernement britannique, qui aura la responsabilité des activités ultérieures de démantèlement ⁽¹⁾.

(1) Voir également la section 6.1, la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

1.4.5.1.2.3 La production thermique et stockage gaz

Centrale électrique	Localisation	Année de mise en service	Nombre de tranches	Type de centrale	Puissance (en MW)	Production (en TWh)	
						2023	2022
West Burton A	Nottinghamshire	1969	-	Charbon et OCGT*	-	0	0,1

* Turbines à gaz en circuit ouvert.

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture tient à l'évolution des conditions de marché ainsi qu'à la volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue au quatrième trimestre 2025.

La centrale de West Burton A a fermé le 31 mars 2023, après 57 ans de service. Elle était auparavant entrée en démantèlement partiel le 1^{er} octobre 2021, réduisant de quatre à deux le nombre de tranches disponibles, avec un plan de fermeture complète le 30 septembre 2022. À la suite d'une demande du gouvernement en avril 2022, il a été convenu que West Burton A resterait ouverte six mois supplémentaires, jusqu'au 31 mars 2023. La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. La production de West Burton A a été minimale en 2022 et 2023 en raison de la décision stratégique de réduire le stock de charbon actuel et faire office de station de dernier recours en vue de sa fermeture. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2027.

EDF Energy exploite également une installation de stockage de gaz en milieu de cycle dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018. La cavité restante a été mise en service en décembre 2019. En 2020, la décision a été prise de déclasser l'installation de Hole House en raison de besoins importants d'investissements. Les travaux de démantèlement avancent bien et devraient être finalisés au plus tard en 2028.

La décision de cession d'EDF Energy Gas Storage Limited a été prise en 2023 et l'activité a été classée en actif détenu en vue de sa vente.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, EDF Energy bénéficie sur le long terme de l'augmentation du prix de gros de l'électricité. Celui-ci résulte de l'application d'un prix du carbone aux émissions de CO₂ liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (SEQE) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2026.

1.4.5.1.2.4 La commercialisation

	31/12/2023	31/12/2022
Électricité fournie aux clients (en GWh)	44 755	43 656
Gaz fourni aux clients (en GWh)	27 598	29 190
Nombre de comptes clients résidentiels en fin de période (en milliers)	5 358	5 542

EDF Energy fournit du gaz, de l'électricité et des services associés aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne. La société est également en charge de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à production et à la clientèle d'EDF Energy. La taille des clients professionnels va des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour chacun des segments.

EDF Energy est le leader britannique des installations d'efficacité énergétique grâce au programme *Energy Company Obligation Scheme* (ECO). La société fournit d'autres services « au-delà de l'approvisionnement » à ses clients, tels que la gestion et l'optimisation des actifs énergétiques, la vente et l'accès facilité aux véhicules électriques (VE), ou encore les pompes à chaleur.

EDF Energy reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents et dans la modernisation des infrastructures britanniques pour permettre l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2023, EDF Energy a fourni 10 935 TWh d'électricité et 26 312 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2023, EDF Energy détenait 3 167 millions de comptes clients électricité et 2 191 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation pour 2023 (à environ 5 %) est en légère hausse par rapport à 2022 (à environ 3 %), les prix de l'énergie ayant progressivement baissé et les fournisseurs ayant commencé à proposer des tarifs plus compétitifs que les SVT (*Standard Variable Tariffs*). La part de marché d'EDF Energy a diminué, passant de 10,4 % à fin 2022 à 10,1 % (à la date du rapport le plus récent, le 31 octobre 2023).

Pour soutenir ses clients les plus vulnérables pendant l'hiver, EDF Energy a annoncé une enveloppe de soutien de 40 millions de livres sterling, qui comprend une réduction des charges d'exploitation à leurs niveaux d'avant la crise énergétique. EDF Energy est fortement engagé auprès des gouvernements et des régulateurs, tant au niveau bilatéral qu'en partenariat avec d'autres fournisseurs au travers de l'organisation sectorielle Energy UK. Ensemble, ils se penchent sur des questions telles que la résilience des fournisseurs, l'avenir de la méthodologie du plafond tarifaire par défaut (SVT ou *Standard Variable Tariff*) et le soutien du gouvernement aux consommateurs. Il s'agit notamment de plaider en faveur de la mise en place d'un tarif social pour les clients les plus vulnérables.

EDF fournit un service client parmi les meilleurs du secteur. La société a obtenu la note « Excellente » sur TrustPilot (4,3/5), et était classée 5^e sur 16 fournisseurs d'énergie par Citizens Advice selon les données recueillies entre juillet et septembre 2023, et figure au premier rang des grands fournisseurs (tels que définis par l'Ofgem) durant cette période. EDF Energy a pris une mesure importante pour assurer une plus grande efficacité et un service continu dans ses activités grand public en sélectionnant Kraken Technologies comme partenaire commercial privilégié, lui permettant d'utiliser leur plateforme de gestion de la relation client, leader sur le marché, ainsi que le modèle opérationnel associé. La migration a commencé en avril 2023, et devrait durer 18 mois pour achever le projet. 3,84 millions de comptes clients ont été migrés au 18 janvier 2024, ce qui représente plus de la moitié du portefeuille du marché de masse. La nouvelle plateforme, plus adaptable que la précédente, permettra à EDF Energy de répondre aux besoins énergétiques futurs de ses clients.

Crise énergétique

En 2023, les marchés de gros du gaz et de l'électricité ont été beaucoup moins volatils qu'au plus fort de la crise énergétique en 2021 et 2022, un hiver plus chaud que prévu ayant permis à l'Europe de bien s'adapter à un système énergétique sans gaz russe. Dans l'ensemble, les prix de gros ont baissé régulièrement depuis le début de l'année, bien qu'ils restent considérablement plus élevés qu'avant la crise énergétique, quelques « pics » de prix court terme reflétant la nervosité persistante du marché.

Cependant, EDF Energy reste confronté à un risque important concernant sa stratégie de couverture en raison des incertitudes liées au niveau de la demande des clients après la pandémie, la crise du coût de la vie et la rapidité avec laquelle le marché des contrats fixes rouvre. La possibilité d'une modification de la réglementation présente également un risque important et continuera de s'accroître à l'approche des prochaines élections législatives au Royaume-Uni fin 2024. En outre, le risque de créances irrécouvrables s'est accru en raison des problèmes de solvabilité des clients particuliers et professionnels dans un contexte de prix de l'énergie toujours élevés.

EDF Energy s'engage très activement auprès de l'Ofgem, du gouvernement britannique, son opposition et des autres parties prenantes dans les discussions sur la réforme de la réglementation des marchés et sur les moyens de soutenir les clients en 2023, et au-delà pour atteindre la neutralité carbone.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut et aide du gouvernement au règlement des factures

L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1^{er} janvier 2019. Le prix était initialement fixé tous les six mois, sur la base de la moyenne des prix de gros des six derniers mois. Cela a entraîné des tensions financières importantes pour les fournisseurs en 2021 et 2022, la forte augmentation des prix de gros et l'extrême volatilité du marché de gros ayant conduit à fixer le tarif par défaut (*Standard Variable Tariff* – SVT) nettement en dessous des prix du marché. Les fournisseurs qui avaient des stratégies de couverture à court terme (ceux qui n'avaient pas acheté d'énergie à l'avance pour répondre aux besoins de leurs clients) ont été exposés à des pertes financières conséquentes, ce qui a entraîné la faillite de nombreux fournisseurs et la sortie du marché. Les autres fournisseurs ont donc été contraints de desservir à perte ces clients de fournisseurs défaillants, ce qui a entraîné des coûts qui seront finalement recouverts auprès des consommateurs.

Par conséquent, bien que les clients aient été initialement protégés contre certaines des fortes hausses des prix de gros, Ofgem a annoncé en février 2022 une augmentation de 54 % du plafond tarifaire et, en octobre 2022, une nouvelle augmentation de 80 %, portant la facture énergétique annuelle moyenne à 3 549 livres sterling (contre 1 127 livres sterling en octobre 2020). L'Ofgem a également annoncé que le plafond tarifaire par défaut serait mis à jour tous les trimestres, plutôt que tous les six mois.

Pour soutenir les ménages britanniques, le gouvernement a mis en place l'EBSS (*Energy Bill Support Scheme*), au titre duquel il a accordé une remise non remboursable de 400 livres sterling aux ménages éligibles afin de les aider à payer leurs factures d'énergie pendant six mois entre octobre 2022 et mars 2023. En outre, il a annoncé la garantie des prix de l'énergie (EPG), entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022, qui limite le montant qu'un fournisseur d'énergie peut facturer par unité d'énergie consommée, de sorte qu'un ménage à double combustible pourrait ne payer qu'environ 2 500 livres sterling par an, la différence par rapport au plafond tarifaire par défaut étant prise en charge par l'État. Par la suite, le 15 mars 2023, le gouvernement britannique a annoncé la prolongation de l'EPG, à ce même plafond, jusqu'à fin juin 2023, date à laquelle elle est passée à 3 000 livres sterling. Comme le plafond tarifaire par défaut est tombé en dessous du niveau de l'EPG depuis début juillet, le dispositif a en pratique cessé d'avoir effet pour la majorité de la population, hormis les clients en prépaiement. Le dispositif prendra officiellement fin le 31 mars 2024. EDF Energy a facilité le financement d'environ 1,3 milliard de livres sterling dans le cadre de l'EBSS et d'environ 2,4 milliards de livres sterling dans le cadre de l'EPG du

Résilience du marché de l'énergie de détail

En avril 2022, l'Ofgem a mis en place une mesure de stabilisation des marchés (MSC) et une interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux seuls nouveaux clients (BAT) jusqu'à la fin mars 2023. Après consultation, l'Ofgem a annoncé, en février 2023, que ces mesures seraient étendues jusqu'en mars 2024.

La MSC oblige tout fournisseur à indemniser le précédent fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux clients résidentiels si les prix de gros tombent en deçà d'un plafond de prix de gros défini. Ce mécanisme doit permettre de réduire le risque de défaillances coûteuses des fournisseurs et de garantir que les entreprises qui achètent de l'énergie en amont pour leurs clients ne seront pas pénalisées en cas de chute significative des prix de gros. La MSC a été déclenchée pour la première fois en novembre 2022.

L'Ofgem a également pris des mesures pour renforcer son cadre d'évaluation des nouveaux entrants en croissance sur le marché. Il a également allongé la période d'évaluation des nouvelles demandes de licence de fourniture.

Ces mesures ont permis de stabiliser le marché et d'éviter les comportements à court terme des fournisseurs. Associées à la baisse des prix de gros et au changement de méthodologie du plafond tarifaire par défaut, elles ont permis aux fournisseurs de compenser les lourdes pertes de couverture subies au cours des deux dernières années. L'Ofgem a récemment confirmé que la MSC prendrait fin le 31 mars 2024. Une consultation est également en cours sur l'avenir des BAT après mars 2024.

ECO4 et Warm Home Discount

Le plan ECO3 a pris fin le 31 mars 2022. Il a été remplacé, à l'été 2022, par ECO4, la quatrième version du plan en vigueur jusqu'au 31 mars 2026. Tout comme ECO3, le dispositif ECO4 oblige les grands fournisseurs à favoriser les mesures d'efficacité énergétique pour aider les clients vulnérables à réaliser des économies sur leurs factures.

En outre, le gouvernement a mis en place cette année le *Great British Insulation Scheme* (GBIS), qui se poursuivra en simultanée jusqu'au 31 mars 2026. Le programme GBIS est conçu pour élargir les critères d'éligibilité des ménages afin qu'ils puissent bénéficier de mesures d'efficacité énergétique lorsqu'ils ne sont pas éligibles à ECO4. En 2023, le montant total des engagements d'EDF Energy au titre de l'*Energy Company Obligation* (ECO) et du *Great British Insulation Scheme* (GBIS) » a été porté à 185 millions de livres sterling, ce qui profite à 14 000 ménages en les aidant à économiser de l'argent et du carbone.

Le programme WHD (*Warm Home Discount*) se poursuit également annuellement jusqu'à l'hiver 2025/2026. Le montant de l'aide accordée aux foyers éligibles est actuellement porté à 150 livres sterling à partir de l'hiver 2022/2023.

Résilience financière

L'Ofgem a introduit de nouvelles règles pour s'assurer que tous les fournisseurs d'énergie détiennent suffisamment de liquidités sur la base des soldes créditeurs des clients, et qu'ils peuvent faire face à leurs obligations au titre de l'obligation relative aux énergies renouvelables (RO). En particulier, EDF Energy doit détenir un minimum de 20 % des soldes créditeurs de ses clients résidentiels sous forme de liquidités et de détenir intégralement des obligations d'entités représentatives au moyen de garanties ou de certificats achetés. EDF Energy se conforme pleinement à ces exigences. EDF Energy indiquera dans sa première revue annuelle de conformité en mars 2024 que les nouvelles exigences de fonds propres minimaux de l'Ofgem, qui s'appliqueront à partir de mars 2025, seront respectées.

1.

Politique en matière de compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques étaient tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin décembre 2021.

Depuis janvier 2022, une nouvelle obligation a été imposée à tous les fournisseurs de continuer à installer des compteurs intelligents jusqu'à fin décembre 2025. Pendant cette période, les fournisseurs doivent atteindre des objectifs annuels minimaux d'installation. Le gouvernement britannique a lancé une consultation sur ces objectifs pour les deux premières années, en 2022 et 2023. Ces objectifs étaient très ambitieux étant donné que les compteurs intelligents demeurent facultatifs pour les clients et que le taux d'attrition est resté faible. La plupart des fournisseurs n'ont pas atteint leurs objectifs 2022 et 2023, bien qu'EDF ait été le plus performant des grands fournisseurs en terme de pourcentage de l'objectif atteint au cours des deux dernières années. Cette année, à la suite d'une révision à mi-parcours, DESNZ a également confirmé les tolérances pour les années 3 et 4 du programme.

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2023, EDF Energy a installé 475 000 compteurs intelligents supplémentaires. À fin 2023, 61 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. À date, 3,38 millions de compteurs intelligents ont été installés par EDF Energy malgré plusieurs difficultés rencontrées, dont l'interruption du déploiement en raison de la crise sanitaire.

Clients professionnels

EDF Energy fournit 257 000 clients de petites entreprises (« PME ») et environ 17 000 clients industriels et commerciaux (I&C), dont 15 000 clients d'entreprises de taille moyenne et 2 000 clients de grandes entreprises. Notre activité I&C (*EDF Business Solutions* – « EBS ») comprend également 219 grands clients du secteur public.

En 2023, le segment professionnel a fourni un total de 33,82 TWh d'électricité aux clients non particuliers, dont 2,163 TWh aux clients PME et 31,652 TWh aux clients I&C. Au total, EDF Energy a fourni 1,286 TWh de gaz aux clients professionnels, dont 0,977 TWh aux clients PME et 0,31 TWh aux clients I&C.

Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 159,4 TWh, faisant d'EDF Energy le plus grand fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels, assurant environ 20 % du marché professionnel. Le volume fourni par EDF au marché de l'électricité non domestique a augmenté de 0,9 TWh sur un an grâce à la forte croissance de notre activité B2B.

Dans les PME, des mesures ont été prises à la suite de la pandémie mondiale et de la crise énergétique pour intégrer le risque supplémentaire dans la politique tarifaire, renforcer les restrictions de crédit et limiter la conquête des secteurs à risque afin de protéger la position d'EDF Energy. Malgré ce contexte, le nombre de clients PME a augmenté d'environ 7 % cette année.

Après une croissance sans précédent du portefeuille en 2022, le segment des moyennes entreprises d'EDF Energy s'est concentré sur l'optimisation de la valeur et le développement des nouvelles activités de fourniture de gaz. À fin 2023, nous avons fourni environ 1 900 points de comptage de gaz.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de 16 nouveaux clients en 2023, dont trois supérieurs à 100 GWh. En outre, 31 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés.

Dans le secteur public, EDF Energy a fourni 18,4 TWh dans le cadre de plusieurs grands contrats, notamment avec Crown Commercial Services, Network Rail et Scottish Procurement. Le contrat de Crown Commercial Services, qui est le plus important contrat de fourniture d'énergie au Royaume-Uni et représente plus de la moitié du volume d'énergie fourni aux clients I&C, a été renouvelé cette année, consolidant notre position de partenaire énergétique de choix pour le secteur public.

Sur le marché du rachat de l'électricité, EDF Energy a développé son activité de PPA. Il est devenu le plus grand acheteur d'électricité renouvelable (sur la base de ses capacités propres et celles de tiers) selon le dernier rapport du secteur. Des contrats avec deux grands parcs éoliens ont été conclus en 2023 : Moray West (23,4 TWh de production totale attendue à partir de 2027) et North Kyle (4,5 TWh de production totale attendue à partir de 2025).

Évolution de la réglementation (pour les clients non particuliers)

Energy Bill Relief Scheme et Energy Bill Discount Scheme

En réponse à la hausse des prix de l'énergie au troisième trimestre 2022, le gouvernement britannique a mis en place l'*Energy Bill Relief Scheme* (EBRS, plan d'aide au paiement des factures d'énergie). Il vise à aider les entreprises à régler leurs factures d'énergie dans un contexte de hausse des prix. Dans ce cadre, le gouvernement a accordé des remises sur les prix unitaires du gaz et de l'électricité. Cette remise est calculée en comparant la part du prix de gros estimé dans le prix unitaire qu'un client paierait durant l'hiver 2022/2023, avec un prix de référence garanti par le gouvernement, inférieur aux prix de gros actuellement prévus. Le dispositif initial s'est étendu du 1^{er} octobre 2022 au 31 mars 2023, après quoi l'*Energy Bill Discount Scheme*, un plan de réduction des factures d'énergie, a été lancé jusqu'en avril 2024. Dans le cadre de ce nouveau dispositif, les entreprises bénéficient d'une remise sur les prix de gros plutôt que d'un plafonnement des coûts, comme le prévoit l'EBRS. Depuis le troisième trimestre de 2022, EDF Energy a fourni environ 1,1 milliard de livres sterling de soutien gouvernemental à nos clients professionnels dans le cadre de ces dispositifs. L'aide est appliquée automatiquement sur les factures des clients éligibles, qui récupèrent ensuite les coûts auprès du gouvernement.

Services liés au marché de gros

Principes généraux

Les achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes. Un département dédié d'EDF Energy a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros dans le cadre de limites de risques et d'un contrôle prédéfini. Il assure une interface unique avec le marché de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy. Il négocie et gère des services d'accès au marché et d'optimisation pour le compte de tiers, tels que des producteurs d'électricité.

Approvisionnement et vente d'électricité

Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus en interne aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également au travers de contrats d'achats d'énergie principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération. En 2023, ces achats ont représenté environ 8,43 TWh.

WMS Flexibility Services propose à ses clients des services de flexibilité et de prévisions pour le stockage et la production à petite échelle afin de rémunérer l'effacement de consommation. En 2023, elle a obtenu 600 MW de contrats d'optimisation de batteries d'une durée comprise entre 7 et 12 ans.

La position de d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2023, a été d'environ 4,1 TWh (y compris les ventes structurées), ayant vendu environ 24,2 TWh et acheté 28,3 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO₂

L'année 2023 a été la première année où EDF Energy n'a reçu aucune livraison de charbon, ses deux centrales au charbon étant en cours de démantèlement.

Véhicules électriques (Pod Point)

Pod Point a été introduit à la Bourse de Londres le 4 novembre 2021, levant 105 millions de livres sterling pour financer la croissance future du marché britannique des véhicules électriques. EDF a conservé une participation de 54,05 % dans Pod Point après l'introduction en Bourse.

En 2023, Pod Point a déployé 25,688 points de charges résidentiels pour véhicules rechargeables. Ces ventes ont été réalisées malgré des problèmes de chaîne d'approvisionnement et une crise du coût de la vie qui a ralenti la croissance du marché des véhicules électriques. EDF Energy compte actuellement 19 242 clients propriétaires de véhicules électriques, dont 6 673 bénéficient d'un tarif pour véhicules électriques.

Pompes à chaleur (CB Heating)

En 2023, EDF Energy a acquis 100 % de CB Heating, un leader dans l'installation de pompes à chaleur. Cela fait suite à un investissement stratégique réalisé dans l'entreprise en 2022. En 2023, EDF Energy a réalisé 943 ventes de pompes à chaleur (brut) et a installé 508 pompes à chaleur.

Panneaux solaires et batteries (Contact Solar)

En février 2024, EDF Energy a acquis l'installateur de panneaux solaires et de batteries, Contact Solar.

1.4.5.1.2.5 Le Nouveau Nucléaire

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

EDF participe au développement d'un projet de centrale nucléaire à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C ») basé sur la technologie EPR).

Hinkley Point C (HPC)

Au 31 décembre 2023, EDF Energy détient 67,7 % de HPC, CGN détenant les 32,3 % restants.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels très importants (travaux et productivité sur site, réalisation des fabrications par les fournisseurs, aléas de chantier et de mise en service, tensions sur les marchés mondiaux) pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés dans la section 2.2.4 au facteur de risque 4A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Réalisations du projet

En 2023, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- le dôme sur le bâtiment réacteur de la tranche 1 a été posé le 15 décembre 2023 le design détaillé associé à la prochaine phase de travaux électromécaniques (MEH) a été finalisé ;
- 70 % des équipements qui seront installés sur la tranche 1 sont livrés ;
- les générateurs de vapeur sont construits et prêts à être livrés ;
- les essais du système de contrôle-commande britannique sont déjà en cours.

Coût du projet et calendrier

Pour rappel, le Groupe avait indiqué le 19 mai 2022 ⁽¹⁾ que le démarrage de la production d'électricité issue de la tranche 1 était prévu en juin 2027. Le risque de report supplémentaire de la livraison des deux unités était alors évalué à 15 mois. Le coût à terminaison du projet était estimé entre 25 et 26 Mds£₂₀₁₅ ⁽²⁾.

Une revue du projet Hinkley Point C a été finalisée en janvier 2024 ⁽³⁾ et a conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de la tranche 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'action en cours d'élaboration ;
- un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'action, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 Mds£ et 34 Mds£₂₀₁₅ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 Md£₂₀₁₅.

À fin 2023, les coûts réels encourus hors intérêts intermédiaires pour l'ensemble du projet ⁽⁴⁾ s'établissent à 22,8 milliards de livres sterling (en valeur nominale), soit 18,9 milliards de livres sterling₂₀₁₅. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 1,419 milliard de livres sterling.

À fin 2023, le Groupe a enregistré des pertes de valeur au titre du projet (voir la section 6.1, note 10.8.2 « Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

Financement du projet

EDF s'est engagé auprès du gouvernement britannique, dans une lettre d'accompagnement au *Secretary of State Investor Agreement* du 27 septembre 2016, à ce que si le Groupe avait l'intention de céder une participation dans HPC résultant en la perte de la majorité des droits de vote avant la mise en service de la deuxième tranche, l'accord du gouvernement sera demandé avant d'effectuer la transaction.

Étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement ferme initial de financement souscrit par les actionnaires (*committed equity*), HPC a appelé ces derniers à allouer des fonds propres additionnels sur une base volontaire (*voluntary equity*) au troisième trimestre 2023. Le financement de HPC est désormais assuré de façon volontaire et seul EDF contribue actuellement. En l'absence de fonds propres volontaires de CGN à ce jour, EDF recherche, différentes solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR poursuit le suivi réglementaire étroit du projet HPC avec le développement d'un nouveau poste de « Directeur de la construction ». Ce renforcement permet de se concentrer sur la santé et la sécurité pendant la construction en complément de la supervision de la sûreté et la sécurité nucléaires.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 19 mai 2022 « Point d'actualité sur Hinkley Point C ».

(2) En livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

(4) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

En 2023, l'ONR a publié un cahier des charges en vertu de la clause LC19(4) dans laquelle il précisait sa justification de l'exercice des pouvoirs principaux pour autoriser l'installation de la cuve du réacteur pour la tranche 1. Dans le cadre de son régime d'autorisation flexible, l'ONR a émis des notifications pour les deux activités suivantes : la pose du dôme du réacteur de la tranche 1 et l'expédition du premier générateur de vapeur de Framatome St-Marcel. Pour l'avenir, l'ONR a l'intention d'autoriser un certain nombre d'autres activités au fur et à mesure que le projet HPC progresse vers la mise en service et l'exploitation.

L'enquête de l'ONR suite à l'incident tragique et mortel survenu sur le site HPC en novembre 2022 reste en cours, HPC contribue à soutenir l'enquête.

Contrat pour différence (Contract for Difference – CfD) ⁽¹⁾

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence relatif à HPC (CfD). Ce dernier a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD est un contrat conclu par HPC et contresigné et géré par une contrepartie appelée *Low Carbon Contracts Company Limited (LCCC)*, société de droit privé appartenant à l'État britannique, qui vise à sécuriser les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC par un mécanisme financier de compensation de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix de référence du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de chacune des tranches.

À partir de la date de mise en service commerciale de la tranche considérée, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le CfD, le producteur recevra la différence. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer cette différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont les suivantes :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 livres sterling₂₀₁₂/MWh. Le gain d'effet de série conduira à une diminution du prix d'exercice à 89,50 livres sterling₂₀₁₂/MWh en cas de décision finale d'investissement positive pour le projet Sizewell C. En complément du CfD, une compensation supplémentaire de la part de Sizewell C à HPC, afin de partager les coûts initiaux de tête de série de l'EPR entre les deux projets britanniques, est payable à la plus tardive des deux dates suivantes : une FID positive pour le projet Sizewell C ou le 31 décembre 2025 (Sizewell C disposant de la faculté de payer cette compensation avant cette date du 31 décembre 2025, sans que ce paiement ne puisse néanmoins intervenir avant la date de FID) ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée d'exercice est de 35 ans. Compte tenu du retard de la tranche 1 conduisant vraisemblablement à sa mise en service commerciale postérieurement au 30 avril 2029, et du retard de la tranche 2 conduisant vraisemblablement à sa mise en service commerciale postérieurement au 31 octobre 2029, la durée d'exercice de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant la date associée pour chacune des deux tranches ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de la tranche 1 de plus de sept ans après la date limite applicable à la tranche 2, dite date de mise en service impérative (*Longstop Date*), autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au CfD. Compte tenu des répercussions de la Covid-19 sur le projet et de l'issue des négociations entre le gouvernement britannique et CGN sur le projet Sizewell C, la date de mise en service impérative a été reportée du 31 octobre 2033 au 31 octobre 2036 ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de

revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les 15^e et 25^e années, et des cas de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme*).

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD ni de plafond annuel. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de réduction de charge par le gestionnaire du réseau (*curtailment risk*) de sorte que le projet est couvert contractuellement contre ce type d'événement.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Postérieurement à la phase de mise en service, la rentabilité de l'investissement en euros varie en grande partie au gré des fluctuations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les recettes étant générées en livres sterling et indexées sur l'inflation.

Le projet HPC est protégé contre les fluctuations des prix du marché de l'électricité pendant la période du CfD. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité au-delà de la période du CfD.

En termes de devises, environ un tiers des coûts du projet est libellé en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre. En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livre augmente et sa rentabilité baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau du projet.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF a déployé une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement dans HPC.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme – FDP*) de HPC ont été signés le 29 septembre 2016. Pour un détail des exigences réglementaires applicables aux opérateurs nucléaires, se reporter à la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ».

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3,26 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans.

Le projet repose sur la stratégie de réplcation de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC. Sizewell C bénéficiera des retours et de l'expérience d'HPC ainsi que d'une chaîne logistique britannique complète à tous égards, ce qui devrait améliorer la visibilité en termes de calendrier et de coûts.

Décision du gouvernement britannique de soutenir le développement de Sizewell C

Le gouvernement britannique a exprimé l'intention de parvenir à une décision finale d'investissement (FID) concernant au moins une centrale nucléaire de grande capacité au plus tard à la fin de la législature (soit le 28 janvier 2025), sous réserve d'un bénéfice financier avéré et de l'obtention de toutes les autorisations requises. Cet objectif, à l'origine défini dans le livre blanc de l'énergie (*Energy White Paper*) de 2020, a depuis été intégré aux stratégies gouvernementales en matière de neutralité carbone de 2021 et de sécurité énergétique britannique de 2022, ainsi qu'à la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 en janvier 2024.

En janvier 2024, le gouvernement du Royaume-Uni a débloqué un investissement supplémentaire de 1,3 milliard de livres sterling pour soutenir la construction de Sizewell C. Cet investissement consolidera la position du gouvernement en tant qu'actionnaire majoritaire du projet. Il fait suite à un premier financement de 700 millions de livres sterling approuvés en novembre 2022 et à 511 millions de livres sterling supplémentaires approuvés à l'été 2023.

(1) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : <https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>

L'engagement financier d'EDF dans le financement du développement du projet est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023, sans obligation de financer au-delà de ce plafond.

Le 31 décembre 2023, le gouvernement britannique détient 50,6 % du projet et EDF les 49,4 % restants. L'investissement du gouvernement britannique a également conduit à la sortie de China General Nuclear (CGN) du projet Sizewell C. CGN détenait une participation d'environ 20 % dans le projet jusqu'en novembre 2022 et reste actionnaire du projet Hinkley Point C.

Préparation de la construction

Le projet a progressé en 2023. Il est passé d'une phase de développement à la phase de réalisation et prépare activement le démarrage de la construction.

L'engagement de financement d'actions locales que Sizewell C est tenu de soutenir dans le cadre de l'autorisation d'aménagement DCO a débuté le 15 janvier 2024 dans la perspective du démarrage de la phase de construction. L'acquisition du site principal devrait intervenir au cours du premier semestre 2024. Les entreprises de génie civil sont mobilisées et les travaux sur site s'accroissent, l'objectif étant de commencer le terrassement à la mi-2024. La conception détaillée des ouvrages hors site (tels que les routes et les voies ferrées) et des travaux de terrassement a progressé comme prévu. Les contrats des composants et équipements critiques sont finalisés ou en cours de finalisation, et la fabrication de certains équipements critiques a été lancée afin de sécuriser les bénéfices de la réplique du HPC, y compris les cuves des réacteurs et les générateurs de vapeur.

Des plans d'organisation et de collaboration avec HPC sont mis en œuvre et testés afin de sécuriser les bénéfices de la réplique.

Cadre de régulation et mécanisme de partage des risques

Une nouvelle loi (*Nuclear Energy [Financing] Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR, ou *Regulated Asset Base, RAB*) pour financer de futurs projets nucléaires. Le modèle BAR est un modèle de financement éprouvé qui a déjà servi à financer d'autres infrastructures de premier plan au Royaume-Uni, comme des réseaux de distribution d'eau, de gaz et d'électricité. Dans ce cadre, une société se voit octroyer par un régulateur une licence lui permettant de facturer un prix réglementé aux consommateurs en échange de la mise à disposition de l'infrastructure.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle BAR. Aux termes d'une licence BAR (*generation licence*) concédée à Sizewell C par l'autorité britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (*Ofgem*), le projet recevra un revenu autorisé dès le début de la construction, qui sera financé par les fournisseurs d'électricité qui se verront facturer le coût du projet en tant qu'utilisateurs du système électrique. À leur tour, les fournisseurs d'électricité factureront le coût aux consommateurs britanniques.

L'autorité de régulation fixera un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (pendant les phases de construction et d'exploitation) et de rémunérer les capitaux investis dans un cadre réglementaire incitatif pour réaliser le projet. Les coûts de développement engagés jusqu'à l'entrée en vigueur de la licence BAR devraient être inclus dans la BAR et recouverts à la signature du *Revenue Collection Agreement* à conclure entre Sizewell C et la Low Carbon Contracts Company Ltd.

En sus du modèle BAR, le projet Sizewell C bénéficiera d'un ensemble de mesures d'aide du gouvernement britannique (*Government Support Package, GSP*) protégeant les investisseurs et les prêteurs contre certains risques à faible probabilité et à fort impact. La combinaison du modèle BAR et du GSP vise à partager les risques de construction et d'exploitation du projet entre les consommateurs, les contribuables et les investisseurs, et à réduire ainsi le coût de financement.

Les termes relatifs au modèle BAR et au GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de finalisation avec le gouvernement britannique et les investisseurs potentiels. Un processus formel de consultation publique a été lancé en novembre 2023 sur les modalités de la licence BAR pour Sizewell C.

Financement de la construction de la centrale

En septembre 2023, le gouvernement britannique a lancé un processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés pour la construction de la centrale nucléaire de Sizewell C. Les modalités de financement du projet sont en cours d'examen par les investisseurs potentiels, et les conditions définitives devraient être fixées en 2024.

Consentements, autorisations et licences

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) donnant ainsi son autorisation au lancement de la construction de la centrale. Un recours devant les tribunaux contestant cette décision a été rejeté en juin et en décembre 2023. La recevabilité d'un nouvel appel de la décision formé en janvier 2024 est en cours d'instruction. Le projet a rempli une série d'obligations comprises dans la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) permettant le plein démarrage de la construction en 2024.

En juillet 2022, l'ONR a conclu que la demande de licence de site nucléaire (*Nuclear Site Licence, NSL*) relative à Sizewell C répondait à la quasi-totalité des critères définis dans les instructions réglementaires, avec un nombre limité de mesures restantes à prendre. La licence de site nucléaire devrait être formellement accordée au premier semestre 2024.

Décision finale d'investissement (FID)

La décision de construire la centrale reste soumise à l'approbation d'une décision finale d'investissement. Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement sous réserve notamment du respect des conditions suivantes :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions.

Conditions de participation d'EDF à la décision finale d'investissement

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une participation au capital de Sizewell C réduite à un niveau ne pouvant excéder 19,99 % ;
- la capacité à déconsolider le projet des états financiers du groupe EDF (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur détenant une participation maximale de 19,99 %, conforme à la politique d'investissement d'EDF.

Le non-respect de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre de décision finale d'investissement (voir la section 2.2.1 le facteur de risque 1A – « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

En cas de décision finale d'investissement positive d'EDF, le montant et le calendrier de l'injection de capital d'EDF en tant qu'actionnaire après la décision finale d'investissement restent à approuver.

EDF fournira le design de l'EPR britannique, les gros équipements clés via Framatome, les turbines à vapeur (sous réserve de la finalisation de l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power par EDF), les assemblages combustibles au moins pour les premiers cycles et des services connexes au projet Sizewell C. Les contrats des principaux fournisseurs avec les entités d'EDF sont finalisés et entreront en vigueur à la date de la décision finale d'investissement.

Bradwell B

Le projet n'a fait l'objet d'aucun développement en 2023.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés du groupe EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique. Le Groupe est présent en Italie principalement via sa participation de 97,172 % au capital d'Edison⁽¹⁾.

Edison est un énergéticien de premier plan, fort de 140 ans d'histoire, ce qui en fait l'un des plus anciens opérateurs du secteur.

Edison emploie aujourd'hui plus de 6 000 personnes, principalement en Italie et en Espagne, dans les domaines de la production renouvelable et bas carbone, de l'approvisionnement et de la vente de gaz naturel en gros, de la mobilité durable, et, via Edison Energia et Edison Next, dans la vente d'électricité, de gaz et la fourniture de services à valeur ajoutée aux clients, entreprises, territoires et administrations publiques. Le Groupe est à la pointe de la transition énergétique en Italie, conformément aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU et aux politiques européennes de décarbonation.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

En 2023, Edison a fêté ses 140 ans et se positionne aujourd'hui comme un leader de la transition énergétique. Edison a pour objectif de contribuer à la sécurité, à la stabilité et à l'autonomie des systèmes énergétiques auxquels elle participe, tout en veillant à la durabilité économique et environnementale.

Edison prévoit d'investir 10 milliards d'euros entre 2023 et 2030 (dont 85 % en ligne avec les Objectifs de développement durable des Nations Unies et 75 % en ligne sur le règlement « Taxonomie » de l'Union européenne) et d'atteindre un niveau d'EBITDA compris entre 2 et 2,2 milliards d'euros à la fin du plan, contre 1,1 milliard d'euros en 2022.

Ce résultat sera obtenu par une évolution significative de son portefeuille industriel, qui se traduira par des activités directes à émission nulle ou quasi-nulle représentant 70 % de son EBITDA, contre 35 % en moyenne au cours des trois dernières années. Ce développement sera financé par des flux de trésorerie d'exploitation et un niveau d'endettement conforme à une notation *investment grade*.

La société vise à décarboner 90 % de son mix de production d'ici 2040 grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables et de nouvelles technologies telles que le captage du CO₂ et le nouveau nucléaire, si les conditions sont réunies pour son développement en Italie.

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- **Énergies renouvelables et flexibilité** : pour développer son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie dans le but d'atteindre une capacité de 5 GW d'ici à 2030, tout en réduisant ses émissions de carbone, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage et le pompage hydraulique pour soutenir le développement des sources renouvelables intermittentes non programmables. Edison prévoit de se concentrer sur les centrales thermoélectriques hautement efficaces et flexibles et sur les systèmes de captage et de stockage du CO₂ (CSC) pour décarboner son portefeuille de production d'électricité à partir de gaz. À l'horizon 2040, Edison estime que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la réalisation des objectifs de neutralité carbone de l'UE. La technologie des petits réacteurs modulaires (SMR) permet notamment de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, répondant de manière très flexible aux besoins des industries et des territoires énergivores. À ce titre, il est à noter qu'EDF, Edison, Ansaldo Energia et Ansaldo Nucleare ont signé une lettre d'intention pour le développement de nouvelles centrales nucléaires en Europe.

- **Clients et services** : l'objectif d'Edison est de renforcer sa position sur le marché italien en augmentant son portefeuille de clients (notamment en passant de 2 à 4 millions de contrats, en développant plus de 2 000 communautés énergétiques et plus de 100 communautés d'énergie renouvelable) et de proposer un portefeuille de produits innovants grâce au développement de services énergétiques destinés aux clients finaux, aux particuliers, aux industriels et aux administrations publiques. Edison a pour objectif d'installer jusqu'à 1 GW de photovoltaïque destiné à l'autoconsommation de ses clients. Il vise également à accroître ses parts de marché en aidant les clients et les territoires à renforcer leur compétitivité, leur efficacité, leur performance environnementale et le niveau de bien-être individuel. Edison promeut la mobilité durable, tant avec des solutions de mobilité électrique qu'en favorisant le développement d'installations pour la vente de GNL pour le transport lourd terrestre et maritime.

- **Gaz/gaz vert** : Edison maintiendra son rôle clé dans la sécurité et l'indépendance énergétique du pays avec un portefeuille de gaz flexible et de plus en plus décarboné, grâce aux gaz verts tels que l'hydrogène et le biométhane. Son objectif pour 2030 est de continuer à satisfaire 20 % de la demande de gaz en Italie, les gaz verts représentant environ 5 % de son portefeuille. Edison a pour ambition de construire un second centre de stockage à petite échelle (SSLNG) pour le gaz naturel dans le sud du pays afin de décarboner les transports maritimes et terrestres lourds (difficiles à réduire).

En octobre 2023, Edison a finalisé la cession de sa participation de 11,25 % dans le permis Reggane Nord, en Algérie, à Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %). Avec cette transaction, Edison finalise la cession de l'ensemble des activités d'Exploration & Production (E&P) à la suite de la réorientation stratégique de la société vers ses activités de transition énergétique.

Edison s'engage en matière de responsabilité sociale : EOS Foundation – Edison Orizzonte Sociale ETS a été créée en 2021, dans le but de créer de la valeur et de l'innovation sociale sur le territoire.

Edison est, par ailleurs, la plateforme gazière du groupe EDF. La société assure depuis 2017, via un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs du groupe EDF et le développement des activités d'approvisionnement gazier à long terme d'EDF (notamment achat de gaz et de GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Le Groupe bénéficie également des compétences d'optimisation à court et moyen terme d'EDF Trading, notamment grâce à son accès au marché de gros physique et financier dans le monde entier.

En juin 2023, Moody's a confirmé la notation long terme d'Edison Baa3 et modifié la perspective de négative à stable après une modification équivalente de la perspective de la notation d'EDF. En décembre 2022, S&P a confirmé la notation « BBB avec perspective stable » et a supprimé la perspective négative à la suite d'une action similaire sur la notation d'EDF. Standard & Poor's et Moody's ont tous deux noté la forte performance opérationnelle d'Edison, ses solides paramètres de crédit, son profil de risque amélioré et les progrès réalisés dans son repositionnement stratégique.

Dans un contexte de forte volatilité des marchés, Edison a encore renforcé sa flexibilité financière avec une nouvelle ligne de crédit revolving de 1 milliard d'euros entrée en vigueur en juin 2023 pour financer le besoin en fonds de roulement. La ligne a été accordée par un pool de banques comprenant BNL BNP Paribas, BPER Banca SpA, Intesa Sanpaolo SpA et UniCredit SpA et est garantie par l'agence de crédit à l'exportation italienne SACE SpA. (« SACE ») pour 70 % de son montant.

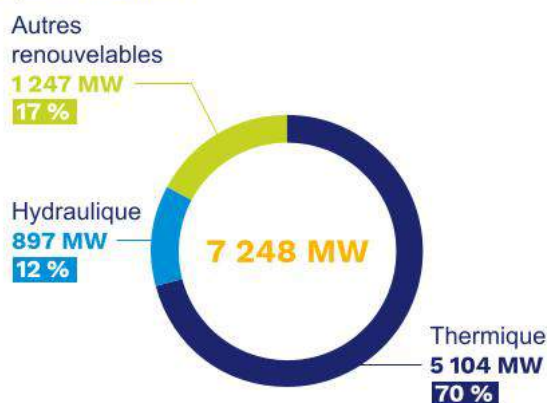
Enfin, en décembre 2023, l'exposition aux risques ESG d'Edison a été notée pour la première fois par Sustainalytics avec une valeur de 24,9 (risque moyen), confirmant une forte qualité de gestion des risques ESG. Cela place Edison dans le premier tiers des services publics évalués à travers le monde selon la méthodologie de Sustainalytics.

(1) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.

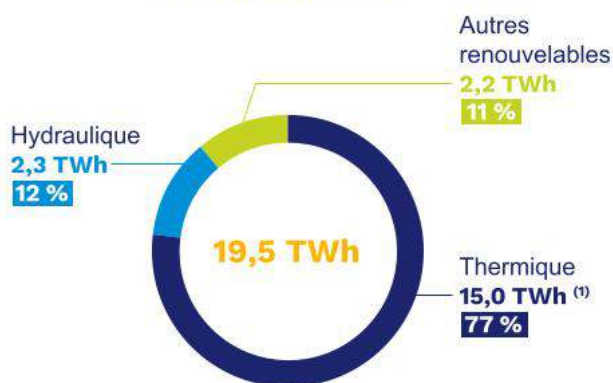
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison ⁽¹⁾ – 2023

Capacité installée



Production d'électricité



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique auprès des clients inclus.

NB : les valeurs exprimées sont arrondies.

(1) Dont EESM : 0,8 TWh.

1.4.5.2.3.1 Activité de production électrique

La production 2023

Edison couvre 7,5 % de la production d'électricité italienne avec une capacité installée de 7,2 GW répartie sur l'ensemble du territoire.

La société est un opérateur intégré tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité : de la production d'électricité à l'exploitation et à la maintenance des centrales, en passant par la vente aux clients finaux.

En 2023, Edison a produit 19,5 TWh d'électricité (- 0,9 % par rapport à l'an dernier). La baisse de la production d'Edison en 2023 est essentiellement due à la baisse de la production thermique (14,2 TWh hors EESM ⁽¹⁾, soit - 9,3 % par rapport à 2022) principalement en raison d'un scénario de prix moins favorable. Cette baisse a été en partie compensée par une production hydraulique plus élevée. En 2023, la production hydraulique d'Edison a été de 2,3 TWh, soit une augmentation de 63 % par rapport à 2022. Cette hausse est principalement due à des précipitations plus élevées. La production éolienne et des autres énergies renouvelables s'est élevée à 2,2 TWh en 2023, en hausse de 14,7 % par rapport à 2022. Cette hausse tient principalement aux changements de périmètre consécutif aux acquisitions de Winbis Srl et de Cerbis Srl en juillet 2022, ainsi qu'à la mise en service de l'usine Mazar 2 en août 2022.

Le parc de production

À date, le parc de production d'Edison (hors EESM) est composé de 123 centrales hydroélectriques, 13 centrales thermiques (CCG), 53 parcs éoliens et 56 centrales photovoltaïques. La production d'électricité en volume (dont EESM) est issue pour 77 % des CCG, pour 12 % de l'hydraulique et pour 11 % de l'éolien et des autres énergies renouvelables.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, en 2023, Edison a mis en service la centrale à gaz de Marghera Levante (780 MW) et est entré dans la dernière phase de test sur la centrale de Presenzano (760 MW). Leur construction a été initiée respectivement en 2019 et 2020. Il s'agit de deux installations très flexibles, efficaces (efficacité énergétique jusqu'à 63 %) et à impact environnemental plus modéré (émissions de CO₂ inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). Les deux centrales bénéficient de la contribution fixe de 75 000 €/MW pendant 15 ans sur le marché de capacité, ce qui a un impact positif sur la volatilité des marges d'Edison. Il s'agit d'une étape importante pour la sécurité du système énergétique italien, garantissant une production très flexible et bas carbone, permettant d'équilibrer la nature intermittente des sources renouvelables et contribuant ainsi à la réalisation des objectifs de décarbonation du pays fixés par le PNIEC ⁽²⁾.

(1) Energy & Environmental Services Market.

(2) Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Edison continue son développement dans les renouvelables via à la fois une croissance organique et des partenariats avec des développeurs tiers incluant des options pour l'acquisition de projets de nouvelles installations.

En 2023, la mini-centrale hydroélectrique de Quassolo a été inaugurée, confirmant l'intérêt d'Edison pour la production d'hydroélectricité.

Edison a acquis un portefeuille de 10 mini-centrales hydroélectriques dans le Piémont et de 4 dans la Vallée d'Aoste pour une puissance installée totale de respectivement 11 MW et de 2 MW.

Au dernier trimestre 2023, la société a encore renforcé sa position dans l'industrie photovoltaïque grâce au début d'exploitation de six centrales solaires au Piémont et de deux en Sicile, pour un total de 80 MW. Au premier trimestre 2024, de nouveaux chantiers seront ouverts pour 210 MW d'énergie renouvelable dans toute l'Italie.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce avec la détention de 50 % de ElpEdison SA, l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays. Cette entité est propriétaire de deux centrales à cycle combiné gaz CCG : celle de Thessaloniki (426 MW) et celle de Thisvi (410 MW) construite par Edison, et développe progressivement son activité de commercialisation notamment sur le marché des particuliers.

Enfin, Edison détient une participation de 20 % dans Kraftwerke Hinterrhein AG, qui exploite 626 MW d'énergie hydraulique en Suisse, et une participation de 49 % dans Dolomiti Edison Energy, avec des centrales hydrauliques dans le Trentin.

Edison montre son intérêt pour les énergies renouvelables non seulement à travers son important plan d'investissement, mais aussi à travers des contrats d'achat d'électricité (PPA). La signature des contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'énergie renouvelable sont un important levier pour inciter le marché à créer de nouveaux mégawatts renouvelables et à accélérer le processus de décarbonation.

En 2023, Edison a signé cinq contrats d'achat d'électricité auprès de tiers à un prix fixe sur une base long terme pour une valeur totale de 500 GWh par an. Deux de ces accords sont préparatoires à la construction de deux centrales photovoltaïques dans le Latium d'une capacité installée de 87 MW et 150 MW respectivement. Il s'agira de l'une des plus grandes centrales photovoltaïques d'Italie.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie, à travers Edison, de compétences sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz naturel.

Edison est le deuxième importateur de gaz naturel d'Italie et le plus important importateur de GNL à long terme, avec une part de marché d'environ 21 %. Edison vise à maintenir sa position dans la chaîne de valeur du gaz naturel en Italie avec des activités allant de l'importation et du stockage à la vente de la matière première. Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie sur un ensemble de contrats long terme. Fin 2023, les sources d'approvisionnement d'Edison étaient :

- d'environ 13 milliards de mètres cubes presque entièrement d'importation par gazoduc en provenance de la Libye, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie et de gaz naturel liquéfié en provenance du Qatar ;
- de 1,9 milliard de mètres cubes achetés sur le marché ou via des contrats court terme ou encore produits en Algérie (jusqu'à leur cession).

En 2023, les ventes totales de gaz se sont élevées à 14,9 milliards de mètres cubes (contre 21,1 milliards de mètres cubes en 2022). Edison a livré 4,5 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 0,7 milliard de mètres cubes au secteur résidentiel, 3,8 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), 5,8 milliards de mètres cubes sur le marché de gros et 0,1 milliard de mètres cubes de ventes de la production à l'étranger.

En 2023, aucun gaz n'a été importé de Russie.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement de projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison ⁽¹⁾. IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, un projet d'interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale. Il permettrait d'avoir un accès direct aux ressources gazières de la Méditerranée orientale (Israël, Chypre) et les reliera aux marchés grec, italien et européen. Le projet repose sur une ligne *offshore/onshore* de 10 Gm³/an, extensible jusqu'à 20 Gm³/an. Sa viabilité et sa durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par des études d'ingénierie réalisées depuis 2014. Le gazoduc serait également adapté au transport d'hydrogène, répondant aux besoins de la transition écologique. Le projet est inclus dans la liste VI des projets d'intérêt commun (PCI) de l'UE ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettrait de transférer les ressources gazières disponibles de la Grèce à l'Italie. Le projet est un actif mature dont les activités d'ingénierie sont finalisées. Il a obtenu les permis requis en Grèce et en Italie. En mai 2020, il a été déclaré projet d'importance nationale pour la Grèce ;
- IGB, un gazoduc de 182 km, opéré par ICGB et détenu conjointement par BEH ⁽²⁾ et IGI-Poseidon, qui relie la Grèce et la Bulgarie. L'infrastructure a une capacité de 3 milliards de mètres cubes de gaz. Le lancement commercial du gazoduc est intervenu en octobre 2022. Sa mise en service ouvre aux pays du sud-est de l'Europe une nouvelle voie d'approvisionnement stratégique en termes de sécurité et de diversification alternative au gaz russe. Le gazoduc a bénéficié d'un financement de 110 millions d'euros de la Banque européenne d'investissement (BEI).

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité contractuelle à long terme du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an. Il est dédié à la regazéification du gaz importé du Qatar avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II).

Pour Edison, le GNL est un vecteur stratégique non seulement pour répondre à la demande du réseau gazier italien, mais aussi pour son rôle dans la décarbonation du transport routier et maritime. En 2021, Edison a créé la première chaîne logistique intégrée dédiée au GNL à petite échelle, grâce à la construction et à la mise en service d'un dépôt de 20 000 mètres cubes à Ravenna (en partenariat avec PIR et Scale Gas) et d'un méthanier dédié à son approvisionnement.

En outre, Edison prévoit de construire des installations supplémentaires dans le sud de l'Italie, dont une installation à Brindisi, qui a déjà reçu un permis de construire et peut bénéficier des fonds liés au plan de relance et de résilience italien PNRR (*Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*). Elles seront des éléments clés dans le développement d'une chaîne logistique pour une mobilité à basse émissions concernant les transports poids-lourd terrestres et les transports cargos maritimes dans le sud du pays.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2023, Edison a vendu 37,1 TWh d'électricité en Italie (contre 37,7 TWh ⁽³⁾ en 2022, soit une baisse de 1,5 %) dont 19,5 TWh produits ⁽⁴⁾ et 17,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 13,7 TWh, en baisse de 3,1 % par rapport à 2022 en raison d'une baisse de la consommation des clients du marché d'affaires.

Les ventes de gaz sont de 14,9 milliards de mètres cubes, en baisse, notamment en raison d'une moindre production thermoélectrique (- 29,8 %) et de moindres ventes sur le marché de gros (- 35,3 %). Les ventes à des fins industrielles (- 8,8 %) et résidentielles (- 59,3 %) ont également diminué.

Edison Energia est la société principale dans le groupe Edison active dans la vente d'électricité et de gaz aux particuliers, aux petites entreprises et aux grands clients industriels. Elle offre également des services à valeur ajoutée à travers une large gamme de produits de réparation, d'installation, de maintenance et d'assurance pour la protection des installations domestiques.

En 2023, Edison Energia a atteint 2 millions de contrats clients particuliers, PME et industriels et des contrats de service à valeur ajoutée (+ 11 % par rapport à 2022).

Il contribue, de façon concrète, à la transition énergétique via des solutions favorisant la réduction de l'empreinte carbone et de l'impact environnemental telles que la recharge électrique, le photovoltaïque, les pompes à chaleur, les climatiseurs et les chaudières.

En 2023, Edison Energia a lancé l'offre « My Sun Business », une solution unique sur le marché qui propose aux PME/PMI la conception, la fourniture, l'installation et la maintenance de systèmes photovoltaïques et d'énergie intelligente.

Pour la commercialisation de ses produits électricité, gaz et service à valeur ajoutée auprès des particuliers et des petites entreprises, Edison a adopté une approche marketing multicanale centrée sur des approches physiques et digitales :

- Edison s'appuie sur un réseau de partenaires techniques et d'installateurs présents sur tout le territoire national ainsi que sur des boutiques en propre ou avec des partenaires. Le canal physique est une source de nouveaux contrats de fourniture d'électricité et de gaz et un prestataire pertinent pour les services à valeur ajoutée ;
- Edison a augmenté le nombre d'interactions numériques, permettant au client d'être conscient de sa consommation et de gérer lui-même ses contrats (par le biais d'un espace privé numérique et d'une application) : par ailleurs, les canaux numériques ont augmenté le nombre de ventes, atteignant 34 % des ventes de matières premières d'Edison ;

(1) Voir également la section 1.4.6.2.2.2 « Projets et actifs gaziers - Infrastructures ».

(2) Bulgarian Energy Holding.

(3) Données 2023 et 2022 incluant les volumes de l'optimisation.

(4) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.

- Edison met également l'accent sur la gestion du service après-vente par le biais de canaux téléphoniques, avec un service client de haute qualité et des centres de contact dédiés au service et à la livraison afin de fournir un support de service à valeur ajoutée.

Edison Energia a également lancé un ambitieux plan de développement des communautés énergétiques de copropriétés qui a pour objectif d'atteindre 2 000 communautés d'ici 2030. Il s'agit d'associations d'utilisateurs qui partagent l'énergie qu'ils produisent à partir de sources renouvelables, afin de couvrir leur autoconsommation.

Par ailleurs, la société est également engagée dans la mobilité durable : elle soutient la mobilité électrique et encourage le passage des carburants traditionnels à des carburants plus durables.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison gère les services énergétiques et environnementaux aux clients B2B et B2G via Edison NEXT.

Edison NEXT est fortement engagée pour accompagner ses clients (industriels, tertiaires, administrations publiques) dans leur transition écologique, en s'appuyant sur une plateforme unique de services et de solutions innovantes. Elle est présente en Italie, en Espagne et en Pologne.

Les principaux services comprennent la conception, l'installation et la gestion d'unités d'autoproduction durables, y compris des centrales de co/trigénération, des centrales solaires, des sous-stations, des centrales thermiques pour la production de chaleur industrielle, des centrales de climatisation, des centrales d'air comprimé, des systèmes de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud et réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations de traitement des eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'optimisation de l'utilisation de l'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations internes et externes pour ses clients et partenaires.

Les modèles d'affaires sont conçus en fonction des besoins des clients, les projets étant développés avec les clients souvent sous la forme de partenariats industriels ou d'accords de performance.

Voici quelques exemples de la manière dont Edison NEXT accompagne les entreprises dans leur transition énergétique.

- PPA (contrats d'achat d'électricité) sur site d'une durée de 20 ans avec Berco, une société du groupe Thyssenkrupp : Edison NEXT est responsable de la conception, de la construction, de la gestion et de la maintenance d'une centrale photovoltaïque au sol.
- Contrat de dix ans avec Barilla : *revamping* (modernisation avec une technologie de dernière génération) de la centrale de trigénération, sur laquelle repose la production de l'ensemble du hub Campania de Barilla à Marcianise. Selon le projet, les équipements installés (fourniture d'énergie électrique, thermique et frigorifique) seront modernisés, principalement en travaillant sur la chaudière de récupération et l'alternateur.
- Coentreprise avec Iris Ceramica Group pour le lancement du premier projet de décarbonation de l'industrie céramique utilisant de l'hydrogène vert alimenté par une énergie renouvelable.
- Contrat de 15 ans avec Aenova pour la conception, l'installation, la maintenance et la gestion d'une nouvelle centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 1,135 MW, qui sera installée au sol dans le périmètre de production du site de Latina.

Pour renforcer ses capacités à offrir des solutions durables aux clients industriels, Edison NEXT a créé en 2023 une coentreprise avec le groupe Polytex, appelée NYOX : la société est active dans la conception et la construction de systèmes photovoltaïques et permettra à Edison NEXT d'offrir à ses clients industriels des solutions photovoltaïques compétitives pour décarboner les processus industriels et réduire les coûts énergétiques. Elle propose également aux collectivités, territoires et collectivités publiques une gamme complète de solutions allant de la régénération urbaine et l'éclairage public aux services énergétiques des bâtiments. L'objectif est d'améliorer l'efficacité énergétique, de réduire les impacts environnementaux et de créer de la valeur pour les territoires.

Le principal exemple est l'engagement d'Edison NEXT dans les Pouilles pour soutenir les administrations publiques dans la décarbonation des bâtiments publics, des ports et de l'éclairage public, ainsi que dans le développement de la mobilité durable. Le projet a démarré à Foggia et Ruvo di Puglia avec des projets à long terme de modernisation et de maintenance énergétiques et technologiques.

Des projets similaires sont également en cours dans la région des Abruzzes.

Dans le cadre de son engagement à soutenir les communautés locales dans leur trajectoire de décarbonation, Edison NEXT intervient également dans le développement de systèmes de chauffage urbain à partir d'énergies renouvelables : en 2023, Edison NEXT a acquis 100 % de Prometheus Energia srl, un système de chauffage urbain à base de biomasse dans le but d'optimiser la production, d'étendre la zone de chalandise et de permettre le développement de services intelligents pour la collectivité.

Edison NEXT s'engage à accompagner le développement des marchés du biométhane et de l'hydrogène. En 2023, Edison a démarré la production de biométhane à partir de deux usines de production, une dans la région de Lombardie et une en Campanie.

Edison participe à la *Puglia Green Hydrogen Valley*, qui est l'une des premières initiatives de production d'hydrogène vert à grande échelle en Europe. Elle prévoit la construction de deux usines à Brindisi et Tarente, pour une capacité d'électrolyse de 160 MW. Une fois pleinement opérationnelles, les usines devraient pouvoir produire environ 250 millions de mètres cubes d'hydrogène vert par an. En particulier, le projet de Brindisi, qui sera construit en zone SIN (site d'intérêt national) est en phase avancée de la procédure d'autorisation. Le projet *Puglia Green Hydrogen Valley* participe également positivement à l'appel à financement européen IPCEI (projet important d'intérêt européen commun). L'actionnariat de *Puglia Green Hydrogen Valley Srl* a été récemment modifié avec l'entrée de Sosteneo SGR SpA (40 %) et DRI D'Italia SpA (une fois toutes les autorisations ministérielles reçues – 5 %). Les autres actionnaires sont Edison à hauteur de 45 % et Saipem à hauteur de 10 %.

En Pologne, Stellantis a exercé son droit de résiliation du contrat existant et a annoncé son intention d'exercer l'option d'achat des équipements de l'ex-Fenice. FCA⁽¹⁾ a également soumis le plan opérationnel, qui comprend les dates prévues jusqu'auxquelles Edison devrait continuer à fournir des services (fin 2024 pour l'électricité et la chaleur). Edison Next est actuellement en discussion pour négocier le transfert des activités de manière à protéger ses intérêts et ceux de ses clients existants.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées – Stockage de gaz

Edison contribue à la sécurité du système gazier italien à travers des activités de stockage régulées : le Groupe, via sa filiale Edison Stoccaggio Spa, est le deuxième opérateur du secteur en Italie, avec environ 1 milliard de mètres cubes de gaz naturel stocké dans des réservoirs. Edison Stoccaggio dispose de trois sites de stockage (champs de gaz épuisés) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013).

Un processus de revue stratégique de l'actif au sein du portefeuille a été initié au cours de l'année 2023.

(1) Fiat Chrysler Automobiles.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces avec la plaque électrique franco-allemande et la Grande-Bretagne. Le Benelux constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1 via EDF Belgium (détenue à 100 %). La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires). La société, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché. L'exploitation de la centrale de Tihange 1 est prévue jusqu'en 2025.

Luminus

À fin 2023, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium. Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. Il détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge avec 2 213 MW installés fin 2023. La production d'électricité de Luminus à fin 2023 s'élève à 5,0 TWh. La société emploie plus de 2 500 collaborateurs.

Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques. L'objectif est d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service respectivement en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service respectivement en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans. La centrale nucléaire de Doel 3 est à l'arrêt définitif depuis le 23 septembre 2022, celle de Tihange 2 est à l'arrêt définitif depuis le 31 janvier 2023. Au second semestre 2023, Engie et l'État belge ont signé un accord en vue de définir les conditions d'une prolongation de 10 ans de l'exploitation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 à partir de novembre 2025.

Par ailleurs, Luminus bénéficie d'un contrat d'allocation de production à hauteur de 100 MW adossé aux deux tranches de la centrale de Chooz B.

Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW. En avril 2022, le gouvernement fédéral belge a sélectionné le projet de nouvelle centrale CCG à Seraing dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*). Il porte sur la construction d'une centrale électrique de type turbine-gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Cette nouvelle unité de production se situera à côté de la centrale existante dans le parc d'activité du Val à Seraing. Le projet prévoit également la transformation de la centrale existante de manière à fonctionner en complément de la nouvelle unité. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydrauliques. À fin 2023, Luminus détient 90 parcs éoliens *onshore* totalisant 280 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est *leader* dans l'éolien *onshore* en Belgique. À fin 2023, la puissance installée est de 725 MW. En 2023, Luminus a érigé 9 éoliennes pour une capacité totale de 27 MW.

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,2 millions de clients particuliers et professionnels ⁽¹⁾ en Belgique (soit une part de marché de l'ordre de 23 %).

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active via ses filiales Rami Services, Dauvister et Insaver. Elle propose principalement des services d'installation et d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages domestiques imprévus. À fin 2023, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services atteint environ 200 000 contrats, notamment grâce aux ventes *bundle* ⁽²⁾ via le site internet de Luminus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec des partenaires ⁽³⁾, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (codétenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2023, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion par le renforcement des pôles régionaux, notamment autour de sa filiale ATS.

Luminus Cities (ex-Citelum Belgique) termine les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto) routier wallon entamés en 2020. Le contrat PPP (Partenariat Public Privé) de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux a été attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Luminus Cities en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF). Il doit permettre de réaliser 76 % d'économies d'énergie d'ici la fin de la période de construction. Au total, l'opération permettra d'éviter l'équivalent de 166 000 tonnes d'émissions de CO₂ sur la période 2020 à 2040.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF y développe de nombreuses activités notamment dans les domaines des énergies renouvelables, de l'hydrogène bas carbone, des batteries, de l'ingénierie nucléaire et des services énergétiques.

Entités du Groupe présentes en Allemagne

- Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Elle se concentre sur la promotion et le développement des métiers du Groupe, en particulier sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des *leaders* d'opinion politiques et économiques allemands.
- Hynamics, filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité, a créé en 2020 sa filiale allemande, Hynamics Deutschland GmbH. Hynamics Deutschland développe plusieurs projets destinés aux usages industriels de l'hydrogène.
- EDF Renouvelables détient 164 MW bruts installés d'éolien *onshore* au 31 décembre 2023 et exploite 274 MW de capacités éoliennes *onshore*. Les capacités d'éolien *onshore* actuellement en construction s'élèvent à 24 MW. EDF Renouvelables propose une offre de stockage par batterie et de vente d'électricité photovoltaïque (*onsite PPA - Power Purchase Agreement*) pour les sites industriels et commerciaux en Allemagne exclusivement. La société détient et exploite un portefeuille de 3,6 MW de systèmes de stockage d'électricité répartis sur quatre sites industriels. Elle compte 14 nouveaux sites en construction d'une capacité totale de 11,4 MW de stockage d'électricité et 7,1 MWc d'électricité solaire.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), basée à Leipzig. Agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales, e2m exploite une Virtual Power Plant (VPP) totalisant plus de 5 000 unités décentralisées pour une capacité installée de plus de 4 GW. Voir la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de service du groupe EDF ».

(1) En points de livraison.

(2) Offres groupées.

(3) Avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec.

- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH est une filiale à 100 % du groupe EDF dont le siège social se trouve à Berlin et qui opère dans toute l'Allemagne. Son modèle d'activité est la fourniture, la maintenance et la supervision de produits et services de gestion et d'optimisation de l'énergie pour les entreprises commerciales et industrielles, les services publics et les sociétés de développement des énergies renouvelables.
- La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière). Avec 3 000 collaborateurs, elle est le deuxième site d'ingénierie le plus important de l'entreprise. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de construction de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome, Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF), produit des assemblages de combustible destinés aux REP (réacteurs à eau pressurisée) et aux REB (réacteurs à eau bouillante) pour le marché européen. Ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et de Karlstein emploient 440 collaborateurs.
- Metroscope, filiale d'EDF Pulse Holding, développe une intelligence artificielle pour la maintenance en exploitation des actifs industriels. Elle dispose d'un bureau à Berlin.
- EDF Trading est la branche de négoce en gros de l'ensemble du groupe EDF. Elle est active en Allemagne sur les marchés de l'électricité, du gaz, du CO₂ et des certificats verts. Elle intervient aussi sur les marchés de l'énergie verte pour les produits à court, moyen et long termes et les PPA.
- EIFER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV), institut de recherche franco-allemand sur l'énergie, a été fondé par EDF et KIT ⁽¹⁾ en 2002. Il vise à renforcer la collaboration par le biais de projets communs appliqués à des questions industrielles. EIFER propose des solutions énergétiques innovantes bas carbone en support du développement durable des villes, des communautés locales et des industries. EIFER est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs.

Principales participations

- EDF Deutschland détient une participation de 25 % dans HYPION GmbH, société d'origination et de développement de projets liés à l'hydrogène dans le nord de l'Allemagne.
- EDF Deutschland détient également une participation de 50 % dans HYPION Motion Neumünster GmbH & Co. KG, une société de conception et d'exploitation de stations-service, notamment à base d'hydrogène, dans le nord de l'Allemagne. HYPION Neumünster GmbH & Co. KG possède une station hydrogène à Neumünster.
- Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines).
- Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). Via sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

Danemark

En mai 2022, EDF International a acquis Citelum Denmark dont l'activité était d'exploiter et de maintenir les réseaux d'éclairage public de municipalités danoises ainsi que, dans une moindre mesure, la signalisation routière.

À la suite de cette acquisition, Citelum Denmark est devenue EDF Danmark. Son portefeuille d'activités a été enrichi avec des offres orientées sur la décarbonation et la digitalisation des infrastructures.

EDF Danmark s'est positionnée sur le marché de la mobilité électrique pour installer et opérer des bornes de recharge de véhicules électriques. En 2023, plusieurs appels d'offres ont été remportés pour un total de 600 bornes de recharge en portefeuille.

1.4.5.3.2 Europe et Asie centrale

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives dans cette région pour des prestations de services.

En Ouzbékistan, fin 2021, EDF en consortium avec Nebras (Qatar) et Sojitz (Japon) a été sélectionné par les autorités ouzbèkes pour le financement, la construction et l'exploitation, pendant 25 ans, d'une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Syrdarya. Kyuden (Japon) s'est joint au consortium également fin 2021. Le projet bénéficie d'un contrat de façonnage avec l'opérateur public NEGU (National Electric Grid of Uzbekistan) qui fournit le gaz et reçoit en retour l'électricité. Ce contrat bénéficie d'une garantie du gouvernement ouzbèke. La construction a commencé en décembre 2023 et la mise en service est estimée courant 2026.

EDF a créé, fin 2022, sa filiale EDF – ICA (EDF In Central Asia) en Ouzbékistan et développe également d'autres projets pour accompagner la transition énergétique du pays, notamment dans le domaine de l'hydraulique et de la distribution.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas était propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné).

Le Groupe est également présent au travers de la filiale locale d'Edison Next Spain spécialisée dans les services énergétiques et environnementaux à destination des entreprises et collectivités locales.

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plateforme de *trading* de Londres.

Framatome Spain est présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires de réacteurs nucléaires.

EDF est également présent au travers d'EDF Peninsula Iberica basée à Madrid. La société est en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Espagne et au Portugal.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les énergies renouvelables avec une capacité installée brute de 6,6 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renewables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, 14,6 GW via des contrats d'exploitation et de maintenance pour son compte ou pour le compte de tiers ;
- le *trading*, par le biais d'EDF Trading North America, sur l'ensemble de la chaîne de valeur des marchés nord-américains du gaz et de l'électricité. Voir également la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading » ;
- les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public, sous la conduite de Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions, Aegis Energy Services et Dalkia US Chiller Services NY. Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia » ;

(1) Karlsruhe Institute of Technology.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab. Voir également la section 1.5.1.5 « Les partenariats d'EDF R&D » ;
- l'énergie nucléaire fournit une électricité propre, fiable et décarbonée en Amérique du Nord depuis 60 ans. La mission de Framatome est d'assurer la maintenance et la modernisation des centrales nucléaires nord-américaines en exploitation, de leur fournir le combustible nécessaire et de soutenir la potentielle construction de nouvelles centrales. Framatome détient une part importante de ce marché et est ainsi une partie prenante de la production d'électricité d'origine nucléaire qui s'est élevée à 772 TWh en 2022 ⁽¹⁾. Voir aussi la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome ».

Des activités nouvelles sont portées par des filiales d'EDF Pulse Holding :

- Exaion propose une offre cloud de solutions blockchain et calcul haute performance écoresponsable, compétitive et souveraine. Elle dispose d'une filiale au Canada, créée en juillet 2022 ;
- Metroscope développe une intelligence artificielle pour la maintenance en exploitation des actifs industriels. Elle dispose d'une filiale aux États-Unis, créée en septembre 2023.

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien, colombien, péruvien et chilien. Il élargit ses ambitions dans la zone où il prospecte les opportunités de développement.

Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF). EDF NF a construit et exploite, depuis fin 2004, la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Norte Fluminense. D'une capacité installée de 827 MW, elle est située dans la région de Macaé dans l'État de Rio de Janeiro. Un contrat d'achat d'énergie (PPA) sur 20 ans portant sur 725 MW a été conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % de l'électricité consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro (2,5 millions de clients).

Par ailleurs, en décembre 2014, EDF a acquis, via EDF Norte Fluminense, 51 % du capital de Sinop Energia, société chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop. Située dans le Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop, elle s'étend sur 342 km², le long de la rivière Teles Pires. Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 401,9 MW fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). EDF NF a signé un contrat pour l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Depuis octobre 2021, son exploitation est effectuée à 2 500 km de distance par les équipes d'EDF NF basées au CCG de Norte Fluminense.

En 2021, EDF NF a signé un contrat pour l'assistance à la construction, l'exploitation et la maintenance de la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

En 2022, EDF Norte Fluminense a remporté l'enchère pour son premier projet dans le secteur du transport de l'électricité, élargissant ainsi ses activités et renforçant sa contribution à la sécurité énergétique du pays. Le projet comprend la construction de 1,6 km de lignes de transport et d'une sous-station de 345/138 kV.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 400 MWc bruts d'énergie solaire via la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 950,5 MW bruts d'énergie éolienne en exploitation et 499 MW bruts en cours de construction dans les États de Paraíba et Bahia.

En juin 2022, Edison a vendu 50 % des parts de sa filiale Ibiritermo, une centrale de type cycle combiné gaz de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

En 2023, Framatome a poursuivi la livraison d'équipements électromécaniques à son client Electrobrás Termonuclear Electronuclear (ETN) dans le cadre de la construction du réacteur Angra3 dans l'État de Rio de Janeiro.

Chili

Via la filiale EDF Chile, créée en 2014, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % de la société GM Holdings ⁽²⁾ qui exploite trois actifs de production thermique, totalisant 750 MW.

En septembre 2021, EDF et AME ont finalisé le financement du projet Chacao+. Il prévoit d'une part la construction de CEME 1, le plus grand parc solaire du Chili, d'une capacité de 480 MW, et d'autre part la conversion d'une des centrales thermiques fonctionnant au gasoil en centrale à gaz, la centrale Los Vientos (132 MW). La conversion de Los Vientos a été réalisée avec succès en 2023 et la mise en service de CEME 1 est prévue pour le premier semestre 2024.

Par ailleurs, EDF recherche d'autres opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de stockage d'énergie et d'hydrogène vert au sud du Chili.

La présence du groupe EDF au Chili s'effectue également par l'intermédiaire d'EDF Renouvelables, qui dispose de deux projets en cours d'exploitation et de plusieurs autres en développement :

- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et dont l'exploitation a commencé en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1, projet conjoint avec Grupo Ibereólica Renovables, raccordé au réseau en juin 2018 et doté d'une capacité de 115 MW rehaussée à 175 MW en 2022.

La centrale solaire de Boléro (146 MWc), située dans le désert d'Atacama, issue d'un projet conjoint avec Marubeni et dont l'exploitation a commencé en mars 2017, a été vendue à AES en juillet 2023.

Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou via sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de production d'électricité à partir du photovoltaïque, de l'hydraulique et du gaz.

Un premier jalon a été atteint en 2021 avec l'attribution de plusieurs contrats d'achat d'énergie visant à fournir, par l'intermédiaire de la société commune Amazonas Energia Solar avec le partenaire Novum Solar, de l'électricité issue de centrales hybrides (solaire-diesel) à certaines villes non raccordées de la région de Loreto (Amazonie péruvienne). Ces villes s'alimentent actuellement à l'aide de groupes diesel, au coût de production élevé et générant de très fortes émissions de CO₂.

Fin 2023, trois usines sont déjà en activité : Purus, Atalaya et San Lorenzo. Deux autres usines sont en cours de construction. Les cinq projets restants avancent avec une accélération de la planification progressive sur la période 2023-2025.

EDF Peru SAC a également signé, fin 2022, un accord avec un partenaire local pour entrer dans Electro Araya, une SPV chargée de développer une nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 195 MW.

Par ailleurs, EDF RE est également présente au Pérou via Naupac Generación Renovable Peru SAC, son SPV dans le pays :

- en 2021, Naupac a remporté une enchère pour remplacer jusqu'à 200 GWh/an de production à base de combustibles lourds par des énergies renouvelables dans la ville d'Iquitos (la plus grande ville isolée du monde). Elle construira et exploitera une centrale hybride dont la mise en service est prévue en 2026 ;
- elle développe également le projet Pescadores, un parc éolien situé dans la région d'Arequipa dont la mise en service est prévue en 2027. Le projet fait actuellement l'objet d'un processus d'approbation des permis environnementaux.

(1) <https://www.energy.gov/ne/articles/5-fast-facts-about-nuclear-energy>

(2) Aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont l'actionnaire de contrôle est AME (Andes Mining & Energy).

Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie via EDF Renewables Colombia SAS et EDF Colombia SAS. Ces sociétés prospectent les opportunités de développement et travaillent sur le développement d'actifs de production d'électricité, notamment d'énergie renouvelable non conventionnelle (solaire et biomasse) et d'installations de production d'hydrogène vert.

En 2022, un accord a été signé entre Colombia Reforestadora de la Costa SAS (« Refocosta »), une filiale à 100 % de Valorem SAS, et EDF Colombia SAS visant à lancer la construction d'une centrale biomasse de 28 MW détenue via leur filiale commune Refoenergy Villanueva SAS. Les activités de construction ont démarré en mars 2023 et ont atteint un niveau d'avancement d'environ 50 % à fin 2023, conformément à une date de mise en service prévue d'ici 2025. D'autres centrales sont en cours de développement.

Enfin, EDF Colombia a commencé à être active dans le développement d'un projet de production d'hydrogène vert à moyenne échelle avec Ecopetrol SA, lancée en 2022. Elle a obtenu un contrat de conseil auprès de CENIT, une société du groupe Ecopetrol, relatif au mélange de l'hydrogène vert avec le gaz naturel dans leurs gazoducs.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, le Groupe porte également de nouveaux projets.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis 40 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité et les services énergétiques. Il dispose d'environ 3,64 GW de capacités installées nettes ⁽¹⁾ notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, des fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et de l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO₂ dans les actifs détenus par EDF en Chine est de 52 % en 2023, supérieure à la moyenne nationale chinoise (49,6 %).

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois. Ceux-ci ouvrent de nouvelles perspectives de coopération dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques, le stockage et plus généralement l'innovation.

Concernant les risques auxquels le Groupe est exposé, se reporter à la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 1A et 1E.

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés du nucléaire chinois, notamment ses pairs CGN et CNNC, et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007. Il a été complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'exploitation & maintenance, l'ingénierie, les fournisseurs et la R&D. Cet accord a été renouvelé en avril 2023 à l'occasion de la visite du président de la République française Emmanuel Macron en Chine.

Le partenariat avec CGN a permis d'aboutir à la signature, par EDF et CGN, des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C au Royaume-Uni le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Pékin et à Shenzhen (*front office* pour le Groupe des métiers du nucléaire en Chine). Ses objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe. Ils constituent aussi une source d'échanges techniques au profit des métiers et projets nucléaires du Groupe.

En complément, un accord entre l'AFCEN (présidée par EDF) et la NEA (National Energy Administration) a été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires. Il vise également à constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE) constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC). Il a été étendu en mars 2014 puis renouvelé en 2019. Il vise à développer une coopération approfondie et globale. Un sous-accord spécifique a été signé en septembre 2022 visant la réalisation d'une étude prospective conjointe sur les apports du développement de l'énergie nucléaire en France et en Chine pour atteindre les objectifs de décarbonation : le « Blue Book ».

En 2022, le Groupe a signé un accord-cadre de coopération avec State Power Investment Corporation (SPIC) portant sur le développement de projets communs dans le domaine de l'énergie bas carbone. En avril 2023, en application de l'accord-cadre, un accord de coopération portant sur des projets bas carbone, concrets et innovants, a été signé par les Présidents des deux Groupes.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et EPR de Taishan

EDF a conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun). Il a assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011).

EDF apporte également une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine et témoignent de la coopération entre les deux pays.

EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. Cette société a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong. TNPJVC est l'exploitant de cette centrale. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise. La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019. Après leur premier cycle combustible de 18 mois, chacune des tranches a effectué son premier arrêt « Visite Complète Initiale » avec rechargement.

Retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de Taishan

Le suivi du réacteur n° 1 de Taishan avait progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches ⁽²⁾. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé, en août 2021, à l'arrêt du réacteur.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

(2) Voir les communiqués de presse d'EDF du 14 juin 2021 « Information relative au réacteur numéro 1 de Taishan » et du 22 juillet 2021 « Communication d'EDF concernant le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Taishan ».

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Les analyses menées suite à l'inspection des assemblages combustibles et de la cuve du réacteur ont montré que l'origine de l'inétanchéité était liée à une dégradation de la gaine des crayons. Cette dégradation, localisée en partie basse du crayon, était causée par un phénomène d'usure mécanique consécutif à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages⁽¹⁾. Par ailleurs, les inspections réalisées sur les assemblages et sur l'intérieur de la cuve ont également mis en évidence un phénomène localisé entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur lié à des sollicitations hydrauliques.

Les analyses et instructions ont permis de tirer des enseignements clairs et de définir des dispositions techniques qui permettent d'éviter l'exposition à un tel phénomène lors de l'exploitation future des réacteurs EPR. Au terme d'une instruction approfondie, l'autorité de sûreté chinoise a donné son accord au redémarrage du réacteur EPR n° 1 de Taishan. Il a été couplé au réseau le 15 août 2022 et exploité, de manière stabilisée et en toute sûreté, jusqu'à un nouvel arrêt programmé pour rechargement de combustible et maintenance, le 30 janvier 2023. Au cours de cet arrêt, conformément à un programme d'examen préalablement établi par l'exploitant TNPJVC, des inspections approfondies du combustible et du réacteur ont été réalisées. La tranche a été reconnectée au réseau le 27 novembre 2023. Le réacteur numéro 2 effectue depuis le 15 novembre 2022 son 3^e cycle de fonctionnement, stabilisé et en toute sûreté.

Concernant l'impact de ce retour d'expérience sur le démarrage de l'EPR de Flamanville, voir la section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 » – « Retour d'expérience Taishan ». Voir également dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », dans le risque 1A, le paragraphe b2 consacré à l'EPR de Taishan.

Production de l'EPR de Taishan

Le réacteur numéro 2 effectue depuis le 15 novembre 2022 son 3^e cycle de fonctionnement, stabilisé et en toute sûreté. L'unité 1 a été arrêtée le 30 janvier 2023 pour la seconde fois pour rechargement et maintenance. Elle a été reconnectée au réseau en toute sûreté le 27 novembre 2023.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Fin 2023, il n'y a pas eu d'autres publications par les autorités (voir également dans la section 2.2.1, le risque 1A, le paragraphe b2 consacré à l'EPR Taishan).

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan. Il fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C...) ainsi que le combustible. Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST). Il intervient également par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) détenue à 100 %.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans plusieurs centrales éoliennes terrestres et en mer pour une puissance installée totale d'un peu plus de 1 200 MW bruts (812 MW nets) en exploitation. Il dispose également d'un portefeuille de projets en développement de plusieurs centaines de mégawatts.

En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une filiale qui vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels. 162 MW sont en exploitation ou en construction à ce jour.

Dans le domaine de l'éolien en mer, en mars 2019, EDF a signé avec l'électricien China Energy Investment un accord pour la réalisation de deux projets, Dongtai IV et Dongtai V, au large de la province du Jiangsu. Les deux partenaires ont construit et exploitent désormais ensemble ces fermes éoliennes d'une capacité totale de 502 MW.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé, au travers d'une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 août 2016.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) pour construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW mise en service en mars 2020.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et un partenaire local ont signé en 2017 avec le gouvernement municipal un contrat de concession pour construire et exploiter un réseau de froid. Il alimente en climatisation des hôtels de la zone depuis sa mise en service en 2021.

EDF et Jinan Heating Group ont signé en 2021 un contrat de 25 ans pour exploiter un réseau de climatisation urbaine dans un nouveau quartier d'affaires de Jinan (province du Shandong).

EDF est présent sur le marché de l'éclairage public via un contrat de 15 ans signé en 2008 avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan, 8,6 millions d'habitants) pour la gestion de 150 000 points lumineux. Le contrat a été mis en service en juin 2009.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales dans la province du Shandong. Les autres actionnaires sont China Energy Investment Group et l'électricien hongkongais CLP. Mises en service entre 1987 et 2004, les centrales représentaient une puissance totale de 3 060 MW. À partir du 31 décembre 2021, la société SZPC a commencé à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment, notamment les unités Shiheng I&II (1 260 MW). La sortie totale de l'actif sera achevée au 31 décembre 2028.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 de technologie dite « charbon supercritique » dans la province du Henan. Elle a été mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement que dans une centrale classique (près de 44 % pour Fuzhou). Elle diminue la consommation de combustible et la production de CO₂ par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

Recherche & Développement (R&D)

Les activités du centre de R&D en Chine portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les énergies renouvelables, l'hydrogène, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multiénergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'*open innovation*. Tirant parti de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie. La deuxième édition d'EDF Pulse China a été organisée en 2023 avec la participation de plus de 200 start-up chinoises.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

1.4.5.3.6.2 Asie-Pacifique hors Chine

L'activité du groupe EDF en Asie-Pacifique est centrée sur le développement du secteur électrique. Le Groupe est présent notamment dans des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique, dans les pays offrant des opportunités pour les *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, du stockage, des villes intelligentes, des réseaux, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et de l'innovation.

Basée à Tokyo, la Division Internationale Asie Pacifique d'EDF (« EDF Asie Pacifique ») s'appuie sur deux filiales au Laos (un actif hydroélectrique de 1 070 MW, détenu et exploité conjointement avec des partenaires laotiens et thaïlandais) et au Vietnam (une centrale à cycle combiné de 715 MW, détenue conjointement avec des partenaires japonais), ainsi que sur des bureaux de développement en Inde, en Australie, à Singapour, au Vietnam, en Indonésie et au Japon.

Vietnam

À fin 2023, EDF détient 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale à cycle combiné gaz (CCG) d'une capacité de 715 MW ⁽¹⁾. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) porte sur une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation. Le transfert du contrat BOT sera effectué en février 2025. Un dossier de proposition de transfert (*Transfer Proposal Dossier*) est en cours de mise en œuvre.

EDF a par ailleurs été désigné leader du consortium ⁽²⁾ chargé d'étudier le projet de la centrale de type CCG Son My 1 (2 250 MW), à haut rendement et aux performances environnementales optimisées. Une fois la centrale construite, la période d'exploitation s'étendra sur 20 ans. Le site envisagé est situé dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh ville. Un *Memorandum of Understanding* a été signé avec le ministère de l'Industrie et du commerce vietnamien (MOIT) en novembre 2018, puis amendé en décembre 2020. Il fixe le cadre général du développement du projet. En 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT (Ministry of Industry and Trade). Le calendrier 2023/2024 consistera à obtenir l'approbation finale de l'étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession, d'un PPA et des autres documents contractuels nécessaires à la décision d'investissement. La mise en service de la première unité est estimée fin 2027.

Laos

Au 31 décembre 2023, EDF Invest détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC). NTPC est propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW. Construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », il a été mis en service en 2010 ⁽³⁾. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Un projet de stockage par pompage (500-1 000 MW) exploitant le réservoir existant de Nam Theun 2 est en cours de discussion avec le gouvernement laotien.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, concernant l'accord de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur, se reporter à la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

EDF continue de développer son activité dans les compteurs intelligents en participant à des appels d'offres lancés en Inde. À fin décembre 2023, plus d'un million et demi de compteurs intelligents ont été installés avec succès.

Les autres domaines d'intervention d'EDF en Inde sont le développement de projets d'hydroélectricité, et plus particulièrement les projets de stockage d'électricité par pompage qui seront la pierre angulaire de la transition énergétique à faible émission de CO₂ en Inde.

EDF Renouvelables a par ailleurs poursuivi son développement dans le photovoltaïque et l'éolien et exploite à fin 2023 571 MW bruts (459 MW nets) d'éolien et 663 MWh bruts (331,5 MWh nets) de solaire. En 2023, EDF Renouvelables a notamment mis en service les 112 turbines du projet Kabini (SECI V) dans l'État du Gujarat totalisant 302 MW. Pour le solaire, EDF Renouvelables développe son activité au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune co-détenue avec TotalEnergies. EDEN poursuit le développement de projets solaires, essentiellement dans l'État du Rajasthan.

Japon

EDF a ouvert une filiale japonaise, EDF Japan KK, en juillet 2022. Elle est présente dans des activités de développement commercial au Japon (importation et applications d'hydrogène en aval, batteries). Les projets liés à l'hydrogène bas carbone seront mis à profit pour soutenir des projets analogues en Asie et dans le monde.

D'autres initiatives, telles que le développement de systèmes de stockage d'électricité par pompage et de centrales hydroélectriques, sont également étudiées.

Australie

EDF a ouvert une filiale en Australie en mars 2023, EDF Australia Pacific Pty Ltd. Le développement porte principalement sur les systèmes de stockage d'électricité par pompage, les réseaux de transport et d'autres projets innovants pour soutenir la transition énergétique du pays.

EDF a notamment acquis un projet de stockage d'électricité par pompage de 300 MW en Nouvelle-Galles du Sud, en phase de développement, et a conclu un accord avec l'entreprise australienne Vast pour cofinancer et codévelopper des projets de production d'hydrogène vert et de carburants neutres en CO₂.

En Australie, EDF Renouvelables dispose d'un pipeline d'environ 4 GW de projets éoliens *onshore*, *offshore* et solaires en cours de développement.

Le pipeline inclut notamment le projet éolien de Banana Range dont la première phase, de 230 MW, est à un stade avancé de développement ayant les permis et autorisations. Le début de la construction est prévu pour le premier trimestre 2025.

Le parc NSW Newcastle Offshore Wind (NOW), de 1 400 MW, a déposé une demande de licence attendue au troisième trimestre 2025, pour un début de construction prévue en 2029-2030.

Singapour

La filiale à Singapour « EDF HQ Singapore Pte. Ltd. », créée en 2018, s'inscrit dans l'écosystème de développement et d'innovation des réseaux intelligents, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et des interconnexions.

En outre, EDF HQ Singapore Pte. Ltd apporte son soutien au développement des projets des autres filiales en Asie (développement commercial, finances et ressources humaines).

Par ailleurs, EDF a ouvert son 6^e centre international de R&D en 2014, EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab Asie-Pacifique »). Il vise à soutenir le développement des projets des filiales internationales dans la zone, anticiper les sujets d'avenir pour le Groupe et contribuer à la reconnaissance de la R&D du Groupe à l'international. Le Lab Asie-Pacifique se concentre actuellement sur trois thèmes principaux :

- les réseaux intelligents (y compris MASERA, la plateforme multiénergie d'EDF R&D en Asie du Sud-Est) ;
- la mobilité électrique et l'hydrogène ;
- les marchés de l'énergie.

(1) Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo).

(2) À hauteur de 37,5 % aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %).

(3) Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35 %) et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) (25 %).

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Dans le cadre des liens étroits avec le monde universitaire, le Lab est impliqué dans un projet de recherche sur l'énergie numérique, partiellement financé par les autorités singapouriennes :

- « Descartes » : il s'agit d'un projet de recherche de cinq ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et cinq pilotes industriels, dont le Lab, en charge du lot « *Digital Energy* ». Ce projet vise à développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains essentiels (énergie, qualité de l'air, transport, etc.).

Indonésie

Depuis 2017, le groupe EDF dispose d'un bureau de représentation en Indonésie. EDF développe notamment un projet d'interconnexion entre l'Indonésie et Singapour dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le régulateur singapourien.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe se développe sur le continent africain en accompagnant les pays à forte demande énergétique. Il intervient de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, tout en bâtissant des partenariats durables et multimétiers.

EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux (*off grid*). Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans ce domaine en Afrique. Depuis 2017, le groupe EDF s'associe avec des start-up innovantes pour fournir de l'énergie et des services adaptés aux revenus et aux besoins d'une clientèle rurale et périurbaine. Ces solutions vont de la vente de kits solaires individuels au *mini-grid* en passant par les pompes solaires pour les agriculteurs. Grâce à ces solutions, plus de 2 millions de personnes en Afrique du Sud, en Côte d'Ivoire, au Cameroun, au Ghana, au Sénégal, au Kenya, en Zambie et au Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer et accéder à différents services nécessitant de l'électricité.

Afrique du Sud

- Le groupe EDF est présent en Afrique du Sud depuis 1978 avec la construction de la centrale nucléaire de Koeberg. Il assiste l'électricien national Eskom dans l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Framatome est également un fournisseur important d'Eskom (maintenance générale et fuel).
- Le groupe EDF a implanté la filiale EDF Development South Africa en 2007 à Johannesburg dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Cette filiale est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe. Elle intervient notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution. En décembre 2018, la société a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie en Afrique australe.
- Les activités renouvelables du groupe EDF ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind détenue à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement. Trois projets éoliens ont été gagnés en 2012 et un en 2015 pour un total de 142 MW. Les quatre projets sont actuellement en opération.

En 2021, EDF Renouvelables (South Africa) a remporté plusieurs succès significatifs dans le cadre d'appels d'offres gouvernementaux.

Au premier trimestre 2022, EDF a pris sa décision finale d'investissement dans un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (Umoyilanga) dont la clôture financière et la mise en construction sont intervenues fin novembre 2023.

En octobre 2022, le bouclage juridique de trois projets éoliens totalisant 420 MW a été finalisé. La mise en service est attendue fin 2024.

EDF Renouvelables a remporté un appel d'offres lancé par la société minière Anglo American pour 100 MW de capacité photovoltaïque pour sa mine de Mogalakwena (décision finale d'investissement attendue courant 2024).

Il a annoncé en 2022 la création d'une joint-venture (Envusa Energy) avec Anglo American pour développer jusqu'à 5 GW de projets renouvelables.

- En août 2022, le Groupe a pris une participation à hauteur de 50 % dans DPA Southern Africa pour développer les projets solaires destinés à des clients tertiaires et industriels (C&I) en Afrique du Sud (portefeuille de projets de plus de 80 MW).
- EDF a remporté, en partenariat avec le développeur sud-africain Mulilo, trois projets de stockage par batteries (Oasis) totalisant 257 MW/1 024 MWh dans le cadre du programme sud-africain Battery Energy Storage Independent Power Producer Procurement Programme. Les installations de stockage seront utilisées pour renforcer la stabilité du réseau. Les travaux de construction devraient démarrer mi-2024.
- En ce qui concerne l'*off grid*, la société KES (Kukhanya Energy Services (Pty) Limited), créée en 2002, et détenue à hauteur de 65 % par EDF International, vend et opère des kits photovoltaïques à une clientèle résidentielle aux revenus modestes.

Mozambique

- Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie. Il a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique), officialisés à travers la signature d'un protocole d'accord (MoU) en 2017, renouvelé en novembre 2021 pour trois ans.
- En juillet 2022, EDF IN a été sélectionné pour la réalisation d'un contrat de réduction des pertes non techniques sur le réseau de distribution d'EDM (financement de l'Agence française de développement – AFD). Le projet a commencé officiellement en juin 2023. L'échéance du contrat est fin 2025.
- Le consortium composé d'EDF, de TotalEnergies et de Sumitomo (Consortium) a été sélectionné adjudicataire préféré en mai 2023 dans le cadre de l'appel d'offres du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (1 500 MW). Le consortium a signé, en décembre 2023, avec les parties prenantes locales l'Accord de développement conjoint et le contrat-cadre prévoyant les principes de l'Accord de concession qui sera signé avec l'État et dont la négociation débutera dès le début de l'année 2024. Les premiers recrutements des membres de l'équipe projet seront lancés dans ce même temps (notamment sur l'E&S). EDF apporte également un appui technique à EDM sur le développement de la ligne de transport entre l'ouvrage et Maputo (1 300 km).
- EDF a signé un FEXTE ⁽¹⁾ en août 2022 avec EDM sur financement de l'AFD. L'objectif est d'améliorer la performance du réseau pour prévenir les coupures généralisées, comme cela a été le cas en 2020, avec des actions mises en place sur l'année 2023 et à finaliser sur l'année 2024.
- Au 1^{er} trimestre 2023, EDF CIST (EDF Centre ingénierie système transport) a remporté un contrat d'assistance technique à EDM pour superviser l'assistance à maîtrise d'ouvrage sur le développement du nouveau dispatching national. C'est le deuxième contrat d'EDF CIST dans le pays, après le contrat d'AMO avec Globelec pour la construction de la centrale thermique de Temane, au centre du pays (en cours depuis 2022 et jusqu'à 2025).

(1) Le FEXTE (Fonds d'expertise technique et d'échanges d'expérience) finance des programmes de coopération technique et des études de préparation de projet dans les pays en développement.

Maroc

- Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970. Afin d'accompagner son développement dans la zone, il a créé EDF Maroc en 1997, EDF Renouvelables Maroc en 2012 et EDF Fenice Maroc en 2016.
- Le Groupe a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), la MASEN (Agence marocaine pour l'énergie durable), plusieurs régies de distribution d'électricité ainsi que des industriels. Les domaines d'intervention vont de la production hydraulique, thermique et renouvelable aux réseaux en passant par la formation.
- Le Groupe participe à la décarbonation du mix énergétique marocain, que cela soit auprès des donneurs d'ordres institutionnels publics ou partenaires privés, particulièrement les industriels.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres publics :
 - Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation-maintenance du parc éolien de Taza (150 MW), le consortium mené par EDF Renouvelables ⁽¹⁾ a mis en service la phase 1 de ce projet (87 MW) en juillet 2022. Le consortium a entamé les discussions autour de la phase 2 avec la MASEN et l'ONEE avec un objectif de mise en service de cette deuxième tranche en 2025.
 - À l'issue d'un processus d'appel d'offres porté par la MASEN, EDF Renouvelables a été retenue en 2018, en consortium ⁽²⁾, pour la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt. Ce projet, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride innovante. Elle associe l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, une première mondiale. Le contrat d'achat d'électricité a été signé entre le consortium et la MASEN en 2020.
 - EDF Renouvelables Maroc, en partenariat avec la MASEN, a mis en construction le nouveau parc éolien de Koudia Al Baïda (100 MW) en juillet 2022. Il s'agit du *repowering* de la ferme éolienne existant au nord du pays (50 MW), premier en son genre en Afrique. La mise en service de ce parc est prévue au deuxième trimestre 2024.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres privés :
 - EDF Maroc développe des solutions d'autoproduction d'électricité à base de solaire photovoltaïque sur le marché C&I marocain depuis 2021. En 2023, quatre projets ont été signés, totalisant une capacité de 5 MW environ.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal et détient 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Dans un secteur électrique qui connaît des évolutions institutionnelles (un nouveau Code de l'électricité a été adopté en juillet 2021), la question de la soutenabilité économique du modèle des concessions électrification rurale reste d'actualité au travers des questions de révision tarifaire. ERA a ainsi initié auprès du régulateur une demande de révision tarifaire exceptionnelle dont l'issue reste attendue.

Cameroun

- Le groupe EDF est présent au Cameroun depuis 2014 dans le cadre de la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal. Créée en juillet 2016, Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenue à 40 % par EDF International ⁽³⁾. NHPC est en charge de la conception, du financement, et de la construction de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (420 MW) situé sur le fleuve Sanaga au nord de Yaoundé, ainsi que de la ligne de transport entre Nachtigal et Yaoundé dont les

travaux ont été finalisés en 2021. NHPC a signé une convention de concession de production d'électricité en avril 2017, pour une durée de 35 ans à partir de la mise en service commerciale prévue en 2024. EDF a signé un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage avec la société NHPC pour la bonne réalisation du chantier. L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal est un projet dimensionnant pour le Cameroun. À sa mise en service, il sera le plus important moyen de production du pays et assurera environ un tiers de ses besoins en électricité tout en générant de nombreuses retombées pour l'économie locale. À fin 2023, la mise en eau du barrage a été finalisée, le taux d'avancement du projet est supérieur à 90 %. La production des premiers MWh est prévue pour mars 2024 avec le couplage du premier groupe au réseau et la mise en service commerciale en décembre 2024.

- Faisant suite au protocole d'accord signé avec le gouvernement du Cameroun qui attribue à EDF l'exclusivité du développement du projet hydroélectrique de Kikot sur la Sanaga, les discussions menées entre l'État du Cameroun et EDF ont permis de signer un accord, en juin 2021, pour le développement conjoint du projet. Le 25 septembre 2023 a marqué une nouvelle étape pour le projet Kikot avec la création de la société Kikot-Mbebe Hydro Power Company (KHPC) détenue à 50/50 entre EDF International et le gouvernement du Cameroun. KHPC sera en charge du développement, de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Kikot. Avec une puissance installée de 500 MW, cette infrastructure d'énergie renouvelable utilisant les eaux abondantes de la Sanaga sera le plus grand barrage du pays, juste au-dessus du barrage de Nachtigal. Le chantier de construction de Kikot devrait commencer en 2025 pour une mise en service prévue en 2030.
- Le groupe EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.
- En décembre 2023, le groupe EDF a racheté et pris le contrôle de la société UPOWA spécialisée dans la commercialisation de kits solaires afin de développer ses activités *off-grid* au Cameroun.

Égypte

- Les deux centrales photovoltaïques de Benban de 65 MW chacune, développées à parité avec l'égyptien Elsewedy Electric, sont en service depuis août 2019. La durée des PPA (*Power purchase agreement* ou contrats d'achat d'électricité) est de 25 ans.
- En 2019, EDF Renouvelables a pris une participation stratégique dans KarmSolar, acteur majeur du marché émergent de la production et de la distribution privée d'électricité solaire en Égypte. La société exploite aussi des projets de microréseaux incluant du stockage. KarmSolar détient un portefeuille de 39 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles et de 200 MW en développement.
- Le groupe EDF accompagne également l'Égypte dans sa transition énergétique en tant que consultant. Dans le domaine du transport, avec EETC (Egyptian Electricity Transmission Company), le Groupe supervise l'ingénierie et la construction du dispatching du Delta et du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte.
- En appui à la BEI, le Groupe poursuit son activité de conseil auprès d'EETC dans le cadre du développement de son réseau de transport.
- En avril 2022, une alliance s'est formée sous le nom de « *Green Fuel Alliance* » entre EDF Renouvelables et Zero Waste, un partenaire local. Un protocole d'accord a été signé avec le gouvernement égyptien afin de produire de l'ammoniac vert. L'alliance négocie avec le fonds souverain égyptien les termes et le cadre de l'accord.

(1) En partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.

(2) Avec Masdar et Green of Africa.

(3) Détention également par IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %).

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Côte d'Ivoire

- Le groupe EDF développe en partenariat ⁽¹⁾ le projet « Biovéa » de centrale biomasse de 46 MW. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien en novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État en décembre 2019. Le bouclage financier et le démarrage des travaux de construction de la centrale ont eu lieu fin 2022. La mise en service est prévue en 2025.
- EDF International est actionnaire à 49 % de Conergies Group. Cette société dispose d'une forte expertise dans le développement et l'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest.
- En 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire et dans la sous-région. En octobre 2016, il a également créé la société ZECL, rebaptisée TEVIA en 2023 en joint-venture ⁽²⁾, pour le déploiement d'un projet *off-grid* d'installation et de maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. En janvier 2023, afin de compléter ses offres *off-grid* dans le domaine des pompes solaires, le Groupe a créé à 50/50 avec son partenaire Kenyan Sunculture la société Greeno.

Ghana

EDF International détient 30 % du capital de ZEGHA depuis décembre 2017, société commercialisant des kits solaires, dont le développement a été arrêté en 2020. Le processus de liquidation de la société a été engagé en décembre 2023.

Togo

- Le Groupe est présent dans le pays à travers la société Bboxx EDF Togo, joint-venture avec la société britannique Bboxx. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination des foyers ruraux. Par ailleurs, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kényane SunCulture (détenue par EDF International via une participation indirecte) et le gouvernement togolais.
- Le groupe EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestations de services d'ingénierie.
- En consortium avec Meridiam, EDF s'est vu attribuer le projet Scaling Solar Togo, pour le financement, la construction et l'exploitation maintenance d'une centrale solaire de 64 MWc. La signature du projet a eu lieu pendant la COP28 et la construction devrait démarrer en 2024.

Kenya

- Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kényane SunCulture. L'objectif est d'assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination d'agriculteurs, principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, via une participation de 16,9 % dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.
- Le Groupe a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya Limited en 2021. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux.
- Le groupe EDF détient, depuis février 2021, 50 % de DPA Kenya ⁽³⁾. La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. DPA Kenya développe des solutions allant du *design* à la maintenance en passant par le financement. Le premier projet commun de 4 MW pour le cimentier DEVKI a été mis en opération en mars 2023.
- Alors que le Kenya relance ses ambitions de projets nucléaires, le Groupe a manifesté son intérêt auprès du gouvernement.

Malawi

En août 2022, Le gouvernement du Malawi, l'IFC ⁽⁴⁾ et le consortium entre EDF et SCATEC ont signé le *Relationship Agreement* qui confère au consortium 55 % du capital du projet hydroélectrique de Mpatamanga au Malawi (350 MW). En septembre 2022, le consortium a officiellement été nommé *Strategic Sponsor* du projet. À sa mise en service prévue en 2029, Mpatamanga fournira de l'électricité à environ 2 millions de personnes et permettra d'éviter 520 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an. EDF et SCATEC mèneront les phases de développement, de construction et d'exploitation.

Eswatini (ex-Swaziland)

Le groupe EDF, en partenariat ⁽⁵⁾, a répondu fin 2023 à l'appel d'offres du gouvernement d'Eswatini pour le développement d'une centrale biomasse de 25 MW. L'annonce des soumissionnaires retenus est prévue mi-2024.

Zambie

Afin de développer son offre dans le domaine du *mini-grid*, EDF International a pris une participation de 12 %, en 2020, dans Standard Microgrid Initiatives Limited. Cette start-up développe et installe des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents permettant de vendre des blocs d'énergie à la demande.

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement et de suivi de projets. Il dispose d'une implantation régionale basée aux Émirats arabes unis et couvrant les activités de la zone. Le Groupe a des implantations à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite, à Beyrouth au Liban, au Bahreïn ainsi qu'à Abu Dhabi et Dubaï aux Émirats arabes unis.

Ces implantations gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays. Le principal enjeu, pour les prochaines années, est de les accompagner dans leur processus de transition énergétique.

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux Émirats arabes unis avec, en 2023, à Abu Dhabi :

- la mise en œuvre du projet Lightning de 3,8 Mds\$. Il vise à développer, construire et exploiter un système de transport sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC). Il s'agit d'une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur, en partenariat avec KEPCO et KYUSHU, consiste à connecter les installations de production oil and gas *offshore* d'ADNOC ⁽⁶⁾ à une source d'énergie plus propre et plus efficace fournie par le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi. Le projet doit permettre de réduire l'empreinte carbone sur ces sites *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats arabes unis ;
- la sécurisation par Emerge de plusieurs contrats totalisant 181 MW de projets de solaire distribué (dont 95 MW en exploitation ou en construction). Cette coentreprise créée en 2021 par EDF et Masdar, développe aujourd'hui un portefeuille de projet de près de 500 MW. Deux autres secteurs sont développés au sein de cette joint-venture : l'efficacité énergétique et l'éclairage public. L'offre d'Emerge est prioritairement destinée aux clients commerciaux et industriels, aux Émirats et en Arabie saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces pays en matière de transition énergétique ;

(1) Partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam.

(2) ZECL est détenue à 50 % par EDF International et à 50 % par Meridiam, entré au capital fin 2021.

(3) Anciennement Econet Energy Kenya.

(4) IFC : *International Finance Corporation*.

(5) Partenariat avec le groupe Montigny.

(6) Abu Dhabi National Oil Company.

- la mise en service et l'exploitation, en consortium ⁽¹⁾, du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra PV2. D'une capacité installée de 2,1 GW, la centrale solaire, qui est entrée en service en juin 2023, est actuellement la plus puissante au monde. Elle évite le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO₂ par an ;
- le lancement des travaux du projet (phase 2) de conception, installation et gestion de l'éclairage public à Abu Dhabi (130 000 points lumineux) en consortium avec Engie. Le projet est séquencé en 5 phases et la 1^{ère} phase est en cours.

D'autres projets majeurs sont situés à Dubaï avec DEWA :

- un contrat de développement de la centrale solaire photovoltaïque dite « DEWA III ». EDF Renouvelables a développé ce projet aux côtés de Masdar et du client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat). Cette centrale était la plus grosse centrale solaire au monde au moment de son inauguration en 2020, avec une capacité installée de 1 066 MW. En août 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Masdar ont créé la société Energize O&M Co afin d'assurer l'exploitation et la maintenance de la centrale. Grâce à la production de DEWA III, 240 000 foyers dubaïotes sont alimentés en électricité décarbonée ;
- un contrat d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour un barrage de type station de pompage de 250 MW. Sa construction a démarré dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï pour le client DEWA (fin prévue au premier semestre 2024) ;
- un projet d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une centrale thermique à Al Aweer d'une puissance de 3 x 233 MWe.

Autres projets :

- aux Émirats arabes unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. Il s'agit de l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah et filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC). En 2018, un accord-cadre de longue durée a été signé. Il prévoit qu'EDF accompagnera NAWAH dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, via une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental). Un second accord a été signé en juin 2021 entre Framatome et NAWAH pour la fourniture de services de maintenance ;
- un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha. Il porte sur la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension, et en particulier les postes d'évacuation de Al Kharsaa, la plus grande centrale solaire du Qatar mise en service en 2022. Plusieurs projets à haute valeur technique et stratégique incluant le développement des énergies renouvelables et l'amélioration des performances du réseau de transport ont été menés à bien avec ce client ;
- poursuivant sa dynamique de croissance dans la zone, Dalkia a acquis en juin 2022 la société US Chiller Services, majoritairement basée au Moyen-Orient (EAU, Qatar et Bahreïn) et aux États-Unis. Cette société de 330 salariés est spécialisée dans l'exploitation et la maintenance de grandes installations de production de froid. Dalkia poursuit en parallèle son développement dans l'efficacité énergétique et la décarbonation aux Émirats arabes unis avec plusieurs projets gagnés et a récemment regroupé toutes ses équipes des Émirats arabes unis au sein d'un même bureau basé à Dubaï.
- De manière générale, les ingénieries transports et thermiques d'EDF qui sont présentes depuis 1995 au Moyen-Orient (d'abord aux EAU puis au Qatar, Bahreïn et Égypte et plus récemment KSA), fournissent des services d'assistance à maîtrise d'ouvrage aux compagnies locales d'électricité. Actuellement le portefeuille de vente de services à tiers du Centre d'ingénierie thermique et de transport d'EDF au Moyen-Orient regroupe une quinzaine de projets actifs avec une prise de commandes

annuelle moyenne de 8 millions d'euros. Les projets emblématiques sont des projets d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction de trois turbines à combustion (projet Aweer), pour le renforcement d'une liaison très haute tension en câble en galerie ventilée aux Émirats arabes unis, le projet de renforcement de l'interconnexion électrique entre les Émirats arabes unis et l'Arabie saoudite.

Les principaux projets situés en Arabie saoudite sont les suivants :

- EDF a signé en partenariat ⁽²⁾ un contrat de concession d'une durée de 25 ans avec Red Sea Global, le développeur du projet Amaala, pour développer, concevoir, financer, fournir, installer, exploiter et entretenir des installations d'eau et d'électricité du complexe hôtelier en cours de construction le long des côtes de la mer Rouge. Ce projet comprend notamment une centrale solaire (250 MWe) et ses stockages d'énergie par batteries (770 MWh), des sous-stations, des lignes de transport (50 km) et câblage souterrain ;
- EDF Renouvelables continue de développer, en partenariat ⁽³⁾, un portefeuille de projets renouvelables dans le Royaume (comprenant le développement, le financement, la construction et l'exploitation) qui atteint à date 2 GW. Trois projets, qui ont été remportés dans le cadre des appels d'offres organisés par le ministère de l'Énergie, sont d'ores et déjà en exploitation ou en développement : projet éolien de Dumat Al Jandal qui, avec une puissance installée de 400 MW, constitue le plus grand parc éolien du Moyen-Orient et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de South Jeddah, d'une puissance installée de 388 MW et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de Al Henakiyah, d'une puissance installée de 1,1 GW et dont les travaux commenceront début 2024 ;
- Dalkia a ouvert en Arabie saoudite début 2021 sa première société dans la zone et y est aussi très actif avec un contrat de 10 ans pour exploiter la centrale de froid du nouveau quartier de Riyadh Misk City, un contrat d'exploitation et de maintenance avec le site Kingdom Centre ou est présent son DESC (Dalkia Energy Savings Center) et plusieurs contrats d'efficacité énergétique d'un total de 25 millions de dollars avec Tarshid (PiF) sur des sites gouvernementaux du royaume ;
- Emerge continue son développement dans le Royaume avec un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 60 MW ;
- EDF a remporté en octobre 2023, en partenariat ⁽⁴⁾, 2 projets de centrales à cycle combiné décarbonées, Taiba-2 et Qassim-2, avec une capacité combinée de 3,6 GW.
- Le groupe EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays. Il permet une coopération très large incluant notamment des prestations de formation.
- Un consortium constitué d'EDF, Tractebel Engineering et Artelia a été retenu fin 2023 dans le cadre d'un appel d'offres pour réaliser l'ensemble des études préalables dans le cadre de la construction d'une STEP (station de transfert d'énergie par pompage) appelée « NESTOR ». A la suite de l'attribution de ce marché au consortium, un contrat de prestation de services a été signé avec la société Neom Energy & Water Company en janvier 2024 ⁽⁵⁾.

Les principaux projets situés à Oman sont les suivants :

- en 2023, EDF Renouvelables s'est vu attribuer en partenariat le projet Manah 1 dans le cadre d'un appel d'offres organisé par Nama PWP, entité publique en charge du développement des ouvrages de production eau et électricité du Sultanat. Ce projet comprend le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 500 MW. Le projet, qui devrait entrer en service en mars 2025 constituera le premier ouvrage renouvelable d'EDF Renouvelables à Oman ;

(1) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Jinko Power (Chine). Les deux développeurs ont été rejoints lors du *closing* financier par les partenaires locaux Taqa et Masdar.

(2) Consortium composé de EDF, Masdar, Korea East-West Power (EWP) et Suez.

(3) Consortium constitué d'EDF Renouvelables, de Masdar et de Nesma Renouvelables.

(4) Consortium composé de EDF, Al Jomaih Energy and Water Co. et Buhur for Investment Company.

(5) Voir aussi la section 3.5.3.1.1 « L'Accord Responsabilité Sociale Monde ».

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

- EDF s'est qualifié dans le cadre de l'appel d'offres Hydrom pour le développement d'un projet hydrogène vert de 150 ktpa dans

Présence en Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2023, elle exploite 590 MWc bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau (dont 36 MW de projets flottants et un projet solaire de 11 MWc couplé pour la première fois à 19 MWh de batteries). Elle construit 34 MWc nets de projets solaires supplémentaires, incluant 45 MWh de stockage, 67 MW de projets éoliens ainsi que 19 MWh de batteries *stand-alone*. La filiale prépare la construction, en 2024, d'environ 28 MW

de la région de Salalah à Oman. La remise d'offres aura lieu au 1^{er} trimestre 2024.

de projets photovoltaïques flottants, 15 MW de toitures solaires et ombrières et 90 MW de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage. Ces projets ont été remportés dans le cadre d'appels d'offres organisés par l'État ou par des collectivités locales.

Par ailleurs, le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage sur le mont Gilboa.

1.4.6 Services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Les services proposés reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portées par plusieurs filiales et directions.

1.4.6.1.1 Dalkia

Dalkia est une filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014. Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'une forte présence commerciale en France et se développe à l'international dans quatre zones géographiques (Grande-Bretagne, États-Unis, Pologne et Moyen-Orient).

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques. Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies locales et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour les accompagner dans leur transition énergétique. Elles visent à réduire leurs consommations d'énergie.

Dalkia (y compris ses filiales) gère environ 330 réseaux de chaleur et de froid et plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,3 millions de tonnes ⁽¹⁾ de CO₂ en 2023.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales dans les réseaux de chaleur et de froid ou dans les process industriels. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) telles que la biomasse, le biogaz, la géothermie et les énergies de récupération comme la chaleur fatale ;
- Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire, ce qui limite le recours aux énergies fossiles et contribue à l'atteinte des objectifs de décarbonation de ses clients.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia concerne les « économies d'énergie », notamment au travers des Contrats de Performance Énergétique :

- Dalkia développe l'efficacité énergétique avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins et réalise des travaux de rénovation énergétique afin de les rendre plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de leurs données par les *Dalkia Energy Savings Centers*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine ;
- Dalkia développe des contrats de performance énergétique qui associent actions d'efficacité énergétique, chaleur renouvelable, pompes à chaleur et photovoltaïque et intègrent des solutions numériques permettant de piloter des écosystèmes multi-énergies.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à ses clients les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise innovante du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique et avec un potentiel d'économies d'énergie.

Dalkia EN

Dalkia EN (Énergie Nucléaire) est une filiale détenue à 100 % par le groupe Dalkia dédiée à l'environnement nucléaire. L'entité compte près de 800 salariés autour de deux activités :

- la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires ;
- le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

(1) 4 millions de tonnes hors CO₂ évitées grâce aux cogénérations gaz.

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holding détient trois filiales exerçant dans le génie électrique :

- Dalkia Electrotechnics IG qui a vocation à servir essentiellement les filiales du groupe EDF sur les métiers de la HTB (Haute Tension B), HTA (Haute Tension A), des transformateurs HTA et des machines tournantes ;
- Dalkia Electrotechnics Fab qui porte les activités de fabrication et de location de postes HTA (sous enveloppe béton et sous enveloppe métallique) ;
- Dalkia Electrotechnics qui exerce les activités « services & travaux » (postes HTA, boucles HTA, distribution BT (Basse tension), automatismes, mobilité électrique, moteurs, postes HTA, boucles HTA, éclairage public, signalisation lumineuse tricolore, vidéo protection) à destination des clients privés et des clients publics.

CRAM

CRAM est une filiale détenue à 100 % par Dalkia implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Île-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, de la gestion et de la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte plus de 700 collaborateurs et gère près de 7 600 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska, Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

- Dalkia Polska propose une gamme complète de services énergétiques, allant de la gestion et de l'optimisation des réseaux de chaleur et de froid à l'utilisation des ressources énergétiques locales, ainsi que les services d'efficacité énergétique des bâtiments et des installations industrielles.
- Dalkia Polska Solutions conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.
- Dalkia Polska Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Dalkia UK (Royaume-Uni)

Dalkia UK (Royaume-Uni), anciennement dénommée Imtech, est une société codétenue par Dalkia et EDF Energy, et spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Dalkia UK fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics. Dalkia UK compte cinq entités (Dalkia Engineering, Dalkia Facilities, Dalkia Energy Services, Capula et Scotland) et près de 4 000 collaborateurs.

Dalkia Energy Solutions (États-Unis)

- Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, avec une couverture nationale aux États-Unis.
- Dalkia Energy a acquis 100 % des titres de la société US Chiller Services LLC le 21 juin 2022 ⁽¹⁾.
- Dalkia Aegis (États-Unis), basée dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz et des équipements qu'elle conçoit, réalise et met en service et dont elle opère la maintenance.

Dalkia Middle East (Moyen-Orient)

- Dalkia Middle East Energy Company Limited (KSA), société créée en 2021, est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, les contrats de performance énergétique et la maintenance multitechnique.
- Dalkia Middle East (Holding française) détient 100 % des titres des sociétés : Dalkia US Chiller Services (Dubai) et Dalkia US Chiller Services WLL (Qatar). Ces sociétés sont spécialisées dans l'exploitation, la maintenance et la réalisation de travaux et de réparations sur refroidisseurs et équipements CVC (chauffage, ventilation et climatisation).

1.4.6.1.2 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) du groupe EDF a en charge 3 missions principales :

- cadrage stratégique : produire un cadrage stratégique annuel déterminant, au périmètre du groupe EDF ⁽²⁾, les axes d'innovation et les projets à enjeux, ainsi que leurs plans d'action associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- performance et développement : regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse, et définir des indicateurs de valorisation de l'innovation. Voir également la section 3.3.3.6.6 « Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF Pulse » ;
- nouveaux business : faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF à travers les 3 programmes suivants :
 - > le programme EDF Pulse Incubation, pour développer les projets d'intrapreneuriat,
 - > le programme EDF Pulse Ventures, pour investir dans des start-up et dans des fonds dédiés à l'innovation,
 - > la mission Grands Projets Industriels Innovants, pour positionner le Groupe sur les projets industriels non matures pour les métiers du Groupe mais potentiellement stratégiques pour le Groupe.

Les participations dans des start-up et des fonds d'investissement sont portées par le véhicule dédié EDF Pulse Holding, détenu à 100 % par EDF Le développement du portefeuille d'EDF Pulse Holding est directement lié aux activités des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures détaillées ci-après.

EDF Pulse Incubation

Le programme EDF Pulse Incubation s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux business et services. Le programme d'incubation propose un accompagnement sur mesure aux salariés. Il fait appel à des experts (internes ou externes) pour tester, créer et développer des modèles d'affaires et professionnaliser les salariés intrapreneurs. Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à sa transformation et à la montée en compétences de ses collaborateurs. Grâce à la proximité entre les équipes d'EDF Pulse Incubation et celles d'EDF Pulse Ventures, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

Les projets intrapreneux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Exaion** qui propose une offre *cloud* de solutions *blockchain* et calcul haute performance écoresponsable, compétitive et souveraine ;
- **Urbanomy** qui propose aux entreprises du secteur privé, comme du secteur public, une offre de conseil énergie et carbone ;
- **Yxir** qui propose une offre de service basée sur l'intelligence artificielle permettant aux industriels de maîtriser la qualité de leurs produits et services.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 21 juin 2022 « Dalkia franchit une étape importante dans son développement au Moyen-Orient avec l'acquisition de U.S. Chillers Services ».

(2) Hors Enedis et RTE.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

En 2023, le programme EDF Pulse Incubation a accompagné la création de la filiale Oklima (voir ci-dessous).

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF. Il permet de développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des start-up et dans des fonds de capital-risque via des prises de participation principalement minoritaires.

L'objectif du programme est d'explorer des activités nouvelles pour le Groupe, de les dérisquer et de créer des synergies entre les start-up du portefeuille d'EDF Pulse Holding et les métiers du Groupe.

Depuis 2017, environ 500 millions d'euros ont été investis au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 33 start-up internes ou externes et dans 21 fonds d'investissement, principalement en France, mais aussi en Europe et en Amérique du Nord.

Les nouvelles entrées au portefeuille d'EDF Pulse Holding en 2023

Oklima

Oklima est la nouvelle filiale du groupe EDF spécialisée dans la contribution carbone. Elle développe des projets qui contribuent à la séquestration de carbone (par exemple par des opérations de reboisement) ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ces projets sont, en France, certifiés par le « Label Bas Carbone ». Oklima propose également des crédits carbone issus de projets réalisés hors de France, certifiés par des labels internationaux. Oklima propose à ses clients de financer ces projets en complément de la stratégie de réduction de leurs propres émissions de gaz à effet de serre.

Sweetch Energy

Sweetch Energy est une start-up spécialisée dans l'énergie osmotique, énergie renouvelable générée naturellement par la différence de salinité entre l'eau douce des rivières et l'eau de mer lorsqu'elles se rencontrent. Elle a développé une technologie propriétaire INOD® basée sur une nouvelle génération de membranes. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 25 millions d'euros.

SportR

SpotR est une start-up néerlandaise spécialisée dans l'inspection automatisée des bâtiments. Elle a développé une plateforme permettant d'accéder instantanément aux caractéristiques physiques et énergétiques du bâti grâce à l'agrégation de différentes sources de données et à leur traitement par l'intelligence artificielle. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 4,5 millions d'euros.

1.4.6.1.3 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres entités et filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques. Elles interviennent sur des domaines spécifiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales). Elles couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le pilotage des usages, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Datanumia

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Filiale à 100 % du groupe EDF, Datanumia développe des solutions digitales innovantes pour permettre à chacun (particuliers, entreprises et collectivités) d'optimiser sa consommation énergétique et son empreinte carbone par la valorisation de la donnée énergétique.

Datanumia est spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels. Elle accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du management énergétique. À travers ses solutions sur mesure (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques, accompagnement sur le décret Tertiaire...). Datanumia traite plus de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de 70 000 sites. Spécialiste de l'IoT (*Internet of Things*) avec plus de 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le management énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

Par ailleurs, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia propose ainsi une plateforme numérique qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. L'objectif est de suivre et comprendre finement sa consommation énergétique (électricité et gaz). Cette plateforme compte aujourd'hui plus de 8 millions de clients particuliers actifs. En outre, Datanumia a développé, en 2022, une solution permettant un suivi en temps réel, par les clients particuliers, de leur consommation électrique.

Sowee

Sowee est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2016. Elle a pour mission de donner le pouvoir à chacun de mieux consommer. Sowee propose à ses clients résidentiels des solutions et services de maîtrise des consommations, associés ou non à la fourniture d'énergie. Tous les clients de Sowee peuvent avoir accès à un suivi de leurs consommations et de leurs factures dans leur application mobile ainsi qu'à des alertes en cas de dérive. En effet, comprendre ses consommations est la première étape pour anticiper et maîtriser ses dépenses.

Pour les clients disposant d'une chaudière gaz ou de radiateurs électriques, Sowee propose, en complément, la Station connectée Sowee. Elle permet de piloter intelligemment, et à distance, leur chauffage sans changer d'équipement. La Station connectée facilite également l'accès à des services du quotidien tels que la qualité de l'air intérieur (CO₂ et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides, le risque de pluie... Sowee a lancé une option « effacement piloté », en 2021, à destination de ses clients détenteurs de la Station connectée. Sowee a également mis sur le marché en février 2023 une nouvelle version de sa station connectée plus compacte, plus simple et plus accessible financièrement.

IZIVIA

IZIVIA est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle est un acteur de référence sur le secteur de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des entreprises et des collectivités. Elle vend une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) clé en main (conception, fourniture, exploitation, maintenance et services de recharge aux conducteurs) et investit également dans ses propres réseaux de recharge avec des partenaires financiers.

IZIVIA est un leader de la recharge ouverte au public et en entreprises en France : l'entreprise exploite 24 000 points de recharge et possède la meilleure qualité de service du marché.

IZI confort

IZI confort est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : pompes à chaleur, chaudières gaz/fioul, climatiseurs, ballons thermodynamiques, VMC...

Avec près de 1 200 collaborateurs présents partout en France, IZI confort réalise plus de 800 000 interventions par an. Elle répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

IZI confort s'appuie sur ses 70 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle poursuit et amplifie son développement dans la vente et la maintenance de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans leur décarbonation, en cohérence avec la raison d'être d'EDF.

IZI by EDF

Lancée en février 2019, IZI by EDF est la marque d'EDF spécialisée dans l'offre de services aux particuliers et petits professionnels, clients ou non d'EDF.

En cinq ans, IZI by EDF s'est hissé à la place de leader sur ses marchés : le chauffage bas carbone avec la pompe à chaleur, la rénovation énergétique multi-lots des logements et la recharge à domicile de véhicules électriques (en maison individuelle comme en copropriété).

IZI by EDF déploie une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une position de leader sur la vente et l'installation de pompe à chaleur air-eau ;
- le développement d'une gamme d'offres complète pour la rénovation énergétique des logements, avec le remplacement des ouvrants, l'isolation des combles et planchers, la ventilation et l'isolation thermique des murs par l'extérieur, grâce à l'acquisition du groupe « Les ECO-isolateurs » fin 2022 ;
- une position de leader sur l'installation des bornes de recharge à domicile en maison individuelle, et le déploiement des bornes de recharge en copropriété.

En 2023, IZI by EDF a poursuivi sa croissance sur toutes ses offres, avec notamment un excellent démarrage commercial de l'activité de bornes de recharge électriques en copropriété, et l'organisation de l'offre de rénovation énergétique multi-lot en anticipation de la refonte des aides prévue pour 2024.

Avec IZI by EDF, EDF s'engage en tant que contractant général et ensemblier auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations, portant en propre l'assurance décennale. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des artisans rigoureusement sélectionnés et qualifiés.

EDF ENR

EDF ENR est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2007. Elle développe des solutions photovoltaïques décentralisées pour les entreprises et les particuliers alliant production, pilotage et stockage de l'électricité solaire. EDF ENR est actuellement le leader de son marché, avec notamment une part de marché de plus de 15 % et plus de 80 000 installations réalisées chez les particuliers. EDF ENR a également lancé en 2022 un plan de croissance organique ambitieux sur le marché des professionnels, et a réalisé plus de 4 000 installations chez les professionnels et les collectivités locales.

Elle contribue au plan solaire du Groupe et vise 10 GWc de projets développés en 2035. Elle s'inscrit dans le cadre d'un fort développement des synergies avec les autres entités du Groupe et du Pôle Clients Services et Territoires.

Afin d'assurer une proximité avec ses clients particuliers et professionnels, les équipes techniques et commerciales sont réparties sur tout le territoire, dans les agences situées à Arras, Nancy, Massy, Nantes, Bordeaux, Toulouse, Montpellier, Aix-en-Provence, Grenoble et Lyon ainsi que dans l'ensemble des départements et régions d'outre-mer au travers de sa filiale Sunzil détenue à 50 %. EDF ENR emploie aujourd'hui près de 1 100 collaborateurs dont 200 en Outre-mer.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

En 2019, le groupe EDF a créé l'entité Local Energy Management (LEM) pour accélérer le développement d'offres innovantes en lien avec la gestion décentralisée de l'énergie. LEM anime des sociétés développées en intrapreneuriat ou en croissance externe (Agregio Solutions, DREEV et e2m). Ses activités recouvrent :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont (production intermittente issue de parcs éoliens ou solaires, actifs flexibles de stockage ou de production) qu'à l'aval (capacités d'effacement des consommateurs) ;

- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), les plateformes *Virtual Power Plant* et la vente *peer-to-peer* (pour permettre à des clients particuliers d'acheter à des producteurs via la *blockchain*) ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux via la prévision et le stockage d'énergie ;
- la fourniture d'une infrastructure de stockage clé en main (la Storebox) et de leur Energy Management System (EMS).

Agregio Solutions

La filiale Agregio Solutions, issue de la fusion entre Agregio et EDF Store&Forecast et détenue à 100 % par EDF, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients :

- les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire...) à qui Agregio Solutions propose des offres sur mesure. L'objectif est d'optimiser et de vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en sécurisant leurs revenus dans la durée ;
- les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises...) : Agregio Solutions s'adresse aux consommateurs qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique ;
- les gestionnaires d'actifs de stockage : Agregio Solutions propose la fourniture d'infrastructures de stockage centralisée et intervient sur l'optimisation des systèmes de stockage sur les marchés de l'énergie.

Energy2market (e2m)

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Il gère et exploite en Allemagne plus de 5 000 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage...) représentant une puissance installée de plus de 4,5 GW.

À fin 2023, le groupe EDF se positionne parmi les leaders européens sur ces nouveaux marchés avec plus de 10 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

La stratégie gazière du groupe EDF vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 6,6 millions de clients ⁽¹⁾, de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France. Il est aussi présent en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017, Edison est devenue la plateforme gazière du Groupe via un contrat de services pour la gestion des actifs du Groupe ⁽²⁾.

EDF s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros dans l'Union européenne, aux États-Unis, au Royaume-Uni, ainsi que pour Dalkia (notamment pour l'approvisionnement de ses centrales de cogénération).

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

(1) Les clients sont décomptés fin 2023 en nombre de sites de livraison.

(2) Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2023, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et Électricité de Strasbourg) : environ 2,6 millions de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 46,3 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 1,0 million de clients, pour un volume vendu d'environ 56 TWh de gaz ;
- Royaume-Uni (EDF Energy) : environ 2,2 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 27,5 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,8 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13,2 TWh.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL (Gaz naturel liquéfié) du Groupe est réalisé :

- sur les marchés de gros gaziers à court et moyen terme ; et
- au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, des États-Unis, de Mer du Nord, d'Afrique du Nord et de l'Azerbaïdjan.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés de gros gaziers et est exporté sous forme de GNL via des contrats long terme de liquéfaction et de transport. Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

Dans le but de maintenir son positionnement sur le marché final, le Groupe optimise et diversifie son portefeuille d'approvisionnement en gaz à moyen et à long terme. Pour le GNL, EDF a souscrit des contrats à moyen et long terme, principalement pour diversifier son portefeuille et optimiser la capacité de regazéification dont il dispose dans le terminal méthanier de Dunkerque.

Le contrat d'approvisionnement en gaz russe d'Edison n'a pas été renouvelé en 2023.

En mai 2023, Edison a engagé une procédure d'arbitrage contre Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage internationale de Londres (LCIA – London Court of International Arbitration) en raison du défaut de livraison de GNL en provenance des États-Unis.

Infrastructures

Gazoducs et terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe, à travers sa filiale Edison, à des projets d'infrastructures d'importation de gaz ⁽¹⁾.

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

À travers Edison, EDF dispose d'un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an ⁽¹⁾. Après le développement de l'Adriatic LNG en 2008, première usine de regazéification *offshore* au monde et la plus grande en service en Italie, Edison utilise aujourd'hui 80 % de sa capacité.

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (*small scale GNL*)

Depuis 2018, Edison mène le projet *small scale GNL*, qui vise à développer une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur

le territoire italien. L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions de CO₂ pour les transports routiers poids-lourd et cargos maritimes. Edison a achevé la construction d'un premier dépôt côtier à Ravenna dont l'activité de commercialisation a débuté en 2021 et qui dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). L'approvisionnement en GNL du dépôt est assuré par un petit méthanier dédié (*small scale*).

En outre, Edison prévoit de construire une installation supplémentaire à Brindisi ⁽¹⁾, qui a déjà reçu un permis de construire et peut bénéficier des fonds liés au plan de relance et de résilience italien PNRR (*Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*). Cette installation jouera un rôle clé dans le développement d'une chaîne logistique au service de la mobilité durable des poids lourds également dans le sud du pays.

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. EDF dispose d'un volume utile d'environ 180 millions de mètres cubes. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture (50/50) avec EnBW.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées – Stockage gaz » et 1.4.5.1.2.3 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

Exploration et production

En octobre 2023, Edison a finalisé la cession de sa participation de 11,25 % dans le permis Reggane Nord, en Algérie, à Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %). Avec cette transaction, Edison finalise la cession de l'ensemble des activités d'Exploration & Production (E&P) suite à sa réorientation stratégique vers des activités de transition énergétique.

1.4.6.3 Le Plan Hydrogène d'EDF

En avril 2022, EDF a lancé son 5^e plan industriel, le Plan Hydrogène, avec l'ambition de se positionner comme l'un des leaders européens de la production d'hydrogène électrolytique bas carbone (à partir d'électricité renouvelable, nucléaire ou de réseau bas carbone) ⁽²⁾.

La production d'hydrogène bas carbone au service de la décarbonation des secteurs de l'industrie et du transport

Ce 5^e plan industriel qui vise à accompagner la décarbonation des usages dans l'industrie et le transport s'inscrit dans la stratégie du Groupe. En complément de l'électrification directe, le développement de l'hydrogène bas carbone jouera en effet un rôle essentiel pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner en profondeur les process industriels tels que la chimie (production d'ammoniac et de méthanol), le raffinage et la sidérurgie.

L'hydrogène bas carbone produit à partir d'électrolyse de l'eau a également un rôle majeur à jouer pour décarboner la mobilité lourde. Dès aujourd'hui, il peut contribuer à décarboner des écosystèmes territoriaux (bus, bennes à ordures, camions et trains dans les zones non électrifiées...). À l'avenir, les dérivés de l'hydrogène (e-carburants) permettront de décarboner les transports aérien et maritime.

(1) Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

(2) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO₂, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H₂) peut être créé soit à partir de méthane par vaporeformage, soit en scindant une molécule d'eau (H₂O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'hydrogène « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

Le groupe EDF dispose de solides atouts pour se positionner largement dans la chaîne de valeur de l'hydrogène

• L'expertise

EDF peut s'appuyer sur son expertise dans l'hydrogène électrolytique, développée de longue date à la R&D d'EDF dans le cadre de sa politique d'innovation. Les premiers travaux de la R&D ont en effet été engagés dès les années 1970. De plus, l'hydrogène électrolytique est, depuis 2003, au cœur de l'expertise développée par EIFER ⁽¹⁾ ainsi que sur la plateforme de test des électrolyseurs mise en service depuis 2020 sur le site d'EDF R&D, EDF Lab Les Renardières.

En 2018, EDF a pris une participation dans le fabricant français d'électrolyseurs McPhy afin de renforcer l'expertise industrielle du Groupe.

En 2019, EDF a créé Hynamics. Cette filiale, détenue à 100 %, commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène pour les segments de l'industrie et du transport lourd. Forte de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et, plus généralement, en Europe.

En 2021, EDF a pris une participation dans le fonds d'investissement dédié à l'hydrogène Hy24.

• Le positionnement dans la chaîne de valeur

À l'amont, le groupe EDF peut s'appuyer sur son parc de production d'électricité décarbonée (parc nucléaire et renouvelable avec des actifs dans plus d'une vingtaine de pays), ses expertises d'ingénierie contractuelle et de management d'énergie, sa capacité à construire des projets intégrés, en optimisant par exemple le couplage entre production d'hydrogène et production d'électricité renouvelable dans les zones les plus favorables.

Concernant la production d'hydrogène et de ses dérivés ⁽²⁾, le Groupe dispose déjà d'une expertise et d'une expérience opérationnelle grâce aux premiers projets développés et mis en service par Hynamics. Il pourra également s'appuyer sur l'expertise des ingénieries du Groupe dans l'intégration de grands projets industriels et sur son expérience en termes de gestion de la sécurité industrielle et de développement de projets dans le respect de ses engagements RSE.

Le Groupe développe d'ores et déjà des projets et dispose d'un pipeline significatif d'une soixantaine de projets d'hydrogène électrolytique d'un potentiel total supérieur à 1 GW

Projets hydrogène en France

Les projets pour l'industrie

En partenariat avec le groupe cimentier Vicat, le projet Hynovi vise à créer la première filière de production de méthanol décarboné en France à partir de CO₂ capté et combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Le projet a été prénotifié par l'État français à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 ⁽³⁾. Le groupe EDF a par ailleurs rendu public le développement du projet « *Take Kair* » de production de kérosène de synthèse décarboné en partenariat avec Holcim, l'IFPEN et Axens en Loire-Atlantique.

Deux autres projets d'Hynamics ont également été sélectionnés dans le cadre du PIIEC et prénotifiés auprès de la Commission européenne. Il s'agit d'un projet avec le fabricant d'engrais LAT Nitrogen et d'un projet avec Domo Chemicals, deux des plus gros sites consommateurs d'hydrogène carboné de France situés respectivement sur la plateforme chimique de Ottmarsheim-Chalampé et au cœur de la vallée de la chimie lyonnaise.

Les projets de mobilité

Hynamics a été lauréate des appels à projet de l'ADEME mobilité ⁽⁴⁾ pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort.

Ainsi, à Auxerre, Hynamics et Transdev ont inauguré l'un des plus grands sites de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France. D'une capacité de 1 MW, la station AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour par électrolyse de l'eau, permettant d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO₂ chaque année. À horizon 2025, l'ambition est d'étendre les capacités de production de ces installations de 1 à 3 MW. La station de production et de distribution du Grand Belfort de 1 puis 2 MW dès 2025 sera inaugurée début 2024.

Le 13 septembre 2022, le projet Mob'HyZEE a figuré parmi les lauréats du programme de financement « *Connecting Europe Facility Transport* » de la Commission européenne. Le projet de stations hydrogène, porté par Hynamics, sera subventionné à hauteur de 10,2 millions d'euros pour un investissement total de près de 40 millions d'euros. Il permettra de renforcer le développement d'infrastructures de distribution d'hydrogène bas carbone en France sur un axe nord-sud, grâce à une station située à Dunkerque, deux stations en Région parisienne et une station à Cannes.

Projets hydrogène en Allemagne

Le projet Hyscale100 de production de carburants de synthèse a été prénotifié en 2022 par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2. Il prévoit le déploiement de plusieurs centaines de MW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en carburants alternatifs du secteur maritime.

Projets hydrogène au Royaume-Uni

EDF Renewables UK et Hynamics ont annoncé en 2022 leur intention d'investir de manière significative dans l'opération de Teesside. Ils soutiennent ainsi les ambitions des gouvernements locaux et nationaux pour régénérer la vallée de la Tees en investissant dans la décarbonation. « *Tees Green Hydrogen* » est un projet pionnier qui fournira aux usages industriels et mobilité locaux de l'hydrogène pour soutenir les efforts de décarbonation. « *Tees Green Hydrogen* » est ainsi lauréat de l'Hydrogen Production Business Model lancé par l'État britannique dans le cadre de son *Net Zero Hydrogen Fund*. Dans sa phase initiale, l'électrolyseur aura une taille de 7,5 MW, mais il est conçu pour pouvoir évoluer jusqu'à 300 MW d'ici 2030. En attente également de l'attribution de subventions au niveau national, l'autre station de production et de distribution d'Hynamics au Royaume-Uni « *Holyhead Hydrogen Hub* » d'une puissance de 5 MW s'est vu attribuer le soutien financier du Pays de Galles.

Projets hydrogène en Belgique

Avec le soutien d'Hynamics, Luminus est positionné sur plusieurs projets visant à développer, financer, construire et exploiter des sites de production d'hydrogène en Belgique.

Luminus a notamment déjà signé un accord avec Terranova dans le cadre du projet « *Green Octopus* » de la Commission européenne. L'objectif est de faire du port de Gand l'un des fournisseurs d'hydrogène renouvelable en Belgique, afin de contribuer à décarboner les usages industriels, la mobilité lourde et la logistique. Ce projet prévoit d'utiliser la production électrique des éoliennes de Luminus et le parc solaire de Terranova pour alimenter un électrolyseur et produire de l'hydrogène renouvelable à partir de 2023.

Projets hydrogène en Italie

Plusieurs projets de production d'hydrogène électrolytique sont en cours de développement par Edison en Italie (voir la section 1.4.5.2 « Italie »).

(1) EIFER est le centre de recherche commun d'EDF et du « *Karlsruher Institut für Technologie* » (KIT) en Allemagne.

(2) Des carburants de synthèse (également dénommés e-carburants ou e-fuels) comme le e-méthanol, le e-ammoniac ou le e-kérosène peuvent être produits à partir d'hydrogène ; leur utilisation est de plus en plus largement envisagée pour contribuer à décarboner les transports maritime et aérien.

(3) PIIEC : Projets importants d'intérêt européen commun.

(4) ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités

Description des activités du Groupe

Projets hydrogène hors Europe

Avec une implication forte d'EDF Renouvelables et de la Direction Internationale, le Groupe avance également sur des projets ambitieux hors Europe, combinant énergies renouvelables et production d'hydrogène à l'international, notamment en Amérique du Nord, du Sud et au Moyen-Orient. Ces zones géographiques présentent un potentiel important de développement avec des conditions particulièrement favorables pour les énergies renouvelables.

1.4.6.4 Optimisation et trading : EDF Trading

Interface du groupe EDF avec les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques au Groupe ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL (Gaz de pétrole liquéfié). EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux. EDFT est présent sur les marchés du GNL (Gaz naturel liquéfié), du charbon et du fret associé par l'intermédiaire de JERA Global Markets ⁽¹⁾ en partenariat avec le japonais JERA.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 800 salariés. Ses activités sont soumises à l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

Par ailleurs, EDF Trading fournit une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation en France ») et à la Direction Commerce en France. Il propose également l'accès aux marchés à d'autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe avec un volume d'échanges de plus de 2 000 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tiers. L'entreprise dispose d'un large rayonnement géographique et d'un volume d'activité qui lui permettent de s'adapter rapidement aux évolutions du marché, de développer de nouvelles activités et de tirer parti des opportunités de marché le cas échéant.

Le marché japonais de l'énergie

EDF Trading a commencé le *trading* physique de l'électricité japonaise en 2023 après avoir ouvert un bureau à Tokyo. Il prévoit de continuer à développer le *trading* physique et financier en suivant les évolutions du marché japonais de l'électricité.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe avec un volume d'échanges de 958 milliards de mètres cubes par an ⁽²⁾. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où elle bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Elle offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de dispatch en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. EDF Trading North America est l'un des principaux fournisseurs de services d'optimisation et d'accès aux marchés aux centrales aux États-Unis avec un portefeuille de contrats correspondant à 26 GW pour plus de 80 centrales détenues par des producteurs d'électricité tiers ⁽¹⁾. Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators*) dans différents États nord-américains.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux. En cohérence avec la raison d'être d'EDF, il propose une large gamme de produits de couverture multi-commodité répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de tiers dans le monde. EDF Trading intervient sur les marchés du carbone (marché européen réglementé et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. En outre, il est un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur le marché européen de la météorologie. EDF Trading est également présent sur le marché des combustibles verts négociés.

Les marchés internationaux

Suite à la vente de ses activités dans le charbon et le fret à JERA en avril 2017 et à la fusion, en 2019, de ses activités d'optimisation du GNL et de *trading* dans JERA Global Markets, EDFT détient une participation de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime.

1.4.6.5 Autres participations

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse solide et liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse solide et liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du groupe en France métropolitaine continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir-de-Bretagne. Il a livré en 2023 près de 1 million de tonnes de fioul, 207 500 tonnes de charbon, 137 000 tonnes de biomasse liquide et réceptionné 5 500 tonnes de biomasse solide.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 4 novembre 2022 avec un audit de suivi le 5 octobre 2023. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

(1) Joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

(2) Données 2022.

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences

Les activités de R&D du groupe EDF sont portées par la Direction Recherche et Développement d'EDF (EDF R&D) ainsi que par certaines filiales. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et les orientations stratégiques du projet d'entreprise, notamment celles de relance du nucléaire et d'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Un dispositif de coordination des activités (« Charte R&D ») a été établi au niveau du Groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers. Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

La R&D d'EDF compte 1 799 collaborateurs en France auxquels s'y ajoutent 129 thésards et 94 alternants. Elle emploie également 282 salariés à l'international à travers des contrats locaux de 44 nationalités et 17 expatriés.

EDF R&D est organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international, principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Chine, aux États-Unis, à Singapour et en Italie. Le centre d'implantation principal est situé à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay.

La R&D du groupe EDF a pour mission principale d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe en apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes. Elle contribue également à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ses axes de recherche s'articulent autour de quatre grandes thématiques :

- décarboner les usages des clients grâce à l'électricité ;
- renforcer les performances des moyens de production ;
- inventer les systèmes électriques de demain ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2023, le budget total du groupe EDF en R&D s'est élevé à 706 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 512 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, EDF Energy et Edison. Il s'agit de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

1.5.1 Programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche des solutions technologiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Les travaux de recherche sur les réseaux pour le compte d'Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services. Il fixe les obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène, par ailleurs, un programme propre de R&D indépendamment d'EDF.

1.5.1.1 Décarboner les usages des clients grâce à l'électricité

L'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à horizon de 2050 et plus récemment la crise énergétique que nous avons connue en 2022, liée au conflit ukrainien, ont conduit à renforcer les travaux en faveur de la sobriété des clients et exploiter au mieux les gisements de flexibilité.

La R&D d'EDF appuie et accompagne les entités en charge des clients particuliers, entreprises, industries et collectivités locales pour :

- contribuer à l'électrification des usages et développer des services d'efficacité énergétique pour l'industrie, le tertiaire et le résidentiel ;
- développer des services de mobilité électrique, batteries et hydrogène ;
- anticiper les impacts de l'intégration massive de nouvelles technologies (nouveaux usages, moyens de production décentralisés) sur les systèmes électriques ;
- accompagner les évolutions des métiers du Groupe face aux transformations du secteur électrique et de l'organisation des marchés.

1.5.1.2 Renforcer les performances des moyens de production

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour :

- améliorer la sûreté des moyens de production ;
- optimiser leur durée de fonctionnement ;
- accroître leurs performances de production et environnementales.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire peu émettrice de CO₂ du Groupe

EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations. Elle vise à développer leurs performances et à étendre leur durée de fonctionnement au-delà de 60 ans.

Le groupe EDF (EDF et Framatome) associé au CEA dans le cadre partenarial de l'Institut tripartite mène également des actions de R&D en développant la démarche « Initiatives pour l'usine nucléaire du futur ». Celle-ci, structurée en briques technologiques, concerne à la fois le parc en exploitation et le nouveau nucléaire.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux. Elle conçoit également les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

La R&D poursuit le développement de démarches numériques en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire. Elle a ainsi lancé deux nouveaux projets subventionnés par France Relance :

- le projet ICAREX pour réaliser des prototypages rapides de salles de commande de centrales nucléaires, SMR (*Small Modular Reactors*) en particulier ;
- le projet MECANUM pour pouvoir bénéficier d'une plateforme filière de calculs de mécaniques, en particulier des calculs de tuyauterie.

En complément, la R&D d'EDF développe des codes de calcul nucléaire à haute valeur ajoutée.

Framatome

La R&D de Framatome vise à maîtriser les technologies les plus avancées de manière à atteindre les standards les plus élevés de sûreté et de performance pour ses activités de concepteur et de fournisseur de chaudières nucléaires, d'équipements et de services nucléaires, ainsi que de combustibles.

Cette R&D est principalement réalisée au sein des équipes de développement et des centres techniques de Framatome en collaboration avec la R&D d'EDF. Des collaborations à l'international sont également actives.

1.

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables, stockage et hydrogène

L'appui au développement des énergies renouvelables en France et à l'international constitue un axe fort de recherche pour la R&D d'EDF. S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, les travaux ont pour objectif de :

- identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs ;
- contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les start-up.

Les énergies renouvelables, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples. Il s'agit notamment de l'hydraulique, du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et en mer, de la biomasse, des batteries électrochimiques, etc.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisation spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamique et mécanique des éoliennes en mer posées et flottantes.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Performance environnementale des ouvrages

Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète nécessitent de développer un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D d'EDF ont pour objectif de :

- contribuer à établir les modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles (MTD) à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres ;
- savoir anticiper et s'adapter aux impacts du changement climatique, par exemple prévoir l'évolution de la disponibilité et de la qualité de la ressource en eau dans les territoires et évaluer la robustesse des sources froides des centrales au regard de ces évolutions ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes, y compris dans les territoires.

La R&D contribue également, depuis début 2022, au projet du Groupe d'adaptation des tranches nucléaires au changement climatique.

1.5.1.3 Inventer les systèmes électriques de demain

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose sur une forte intégration d'énergies renouvelables variables et décentralisées, en particulier sur le réseau de distribution. Cette intégration nécessite le développement de systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, afin d'être en capacité de gérer un système électrique plus décentralisé, avec un nombre d'acteurs beaucoup plus importants. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires. Cela implique de relever de nouveaux défis tels que :

- développer les réseaux de transport et d'interconnexion à la maille européenne et renforcer le couplage des marchés de gros européens pour optimiser les flux d'électricité ;

- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques, tant en matière de gestion des flux d'énergie locaux que de stabilité du réseau ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux et en explorant les leviers de flexibilité et leur structuration ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés, etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de l'inertie du système électrique dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

Ces travaux nécessitent de travailler à la fois sur les matériels du réseau de transport et de distribution, les moyens de production et de stockage, leurs fonctionnalités et protocoles de communication, sur les matériels et modalités de pilotage, sur l'économie des usages et des services électriques et les marchés associés.

1.5.1.4 Accélérer la transformation digitale

La transition numérique impacte l'ensemble du système électrique. Elle est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Les recherches en technologies de l'information s'attachent à :

- comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies en plein essor comme l'intelligence artificielle (IA), l'informatique quantique, l'Internet des objets (IoT), les réseaux mobiles dont la 5G, la cybersécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, la réalité virtuelle, etc. ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

1.5.1.5 Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats scientifiques tant en France qu'à l'international. Les objectifs sont d'accéder au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF, de compléter ses champs de compétences internes et d'orienter la recherche académique sur des travaux de R&D à enjeux pour le groupe EDF.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international :

France

La R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Les principaux partenariats scientifiques sont le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) et le CNRS (Centre national de la recherche scientifique).

La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une vingtaine de laboratoires communs et d'équipes communes avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels tels que FIME (Finances et marchés énergies), ou encore SEIDO Lab (Laboratoire dédié à l'Internet des objets).

En outre, des accords-cadres de partenariats existent avec différents acteurs industriels et ou académiques.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme :

- le groupement d'intérêt scientifique SEISM sur le séisme (GIS SEISM) qui associe CentraleSupélec, l'ENS Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières) et EDF ;

- l'Unité mixte de recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA (École nationale supérieure de techniques avancées), le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D est aussi présente au sein d'instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir. Il s'agit notamment de l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, Efficacity sur l'efficacité énergétique, Supergrid Institute sur les réseaux électriques du futur ainsi que l'IRT SystemX implanté au cœur du cluster Paris-Saclay.

La R&D d'EDF a également mis en place en son sein un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux. Le MAI (Material Ageing Institute) regroupe, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Enfin, EDF est membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia (Nuclear generation II & III alliance) et SNETP (Sustainable nuclear energy technology platform) pour le nucléaire ou EASE (European association for storage of energy) pour le stockage.

Allemagne

Depuis le début des années 2000, EDF a créé EIFER, un Groupement européen d'intérêt économique en Allemagne avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence dans le domaine de l'hydrogène. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il collabore notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNL) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire.

Le centre est un appui direct pour le développement des activités d'EDF que ce soit dans :

- le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR (*Advanced gas-cooled reactor*)) et déconstruction avec l'annonce de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs ;
- les nouveaux projets tels que le projet Hinkley Point C.

Le centre est également pleinement mobilisé, dans le *digital clients*, la *blockchain* ou les projets éoliens *offshore*.

Italie

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison soutient à moyen et à long terme la stratégie et, à plus court terme, le développement de nouveaux services et offres d'Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « *Politecnici* » italiens (Milan et Turin). Cela favorise les coopérations et ancre Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie.

Asie

Le centre, basé à Pékin, est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille des partenaires (tels que CGN (China General Nuclear Power Corporation), CNNC (China National Nuclear Corporation) ou State Grid (acteur du réseau de transport et de distribution)) portant sur les réseaux intelligents ou les installations nucléaires. Il bénéficie également de l'écosystème chinois très avancé en matière de fabrication additive ⁽¹⁾. Le centre est également actif en soutien aux activités commerciales d'EDF China dans le domaine des systèmes locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, réseaux de chaleur et de froid.

À Singapour, le centre de R&D se consacre plus particulièrement à l'industrialisation des solutions de micro grids à coût compétitif et à l'énergie renouvelable, élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour. Le centre est également impliqué avec des partenaires académiques et industriels locaux sur :

- les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est ;
- des projets de mobilité électrique à Singapour ;
- des projets de génération d'hydrogène vert dans une plaque industrielle.

États-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D, installé dans la Silicon Valley. Il accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment :

- l'appui direct à la filiale du groupe EDF Renewables North America ;
- le *market design* pour éclairer les choix des projets de développement des entités métiers du Groupe aux États-Unis ;
- l'évaluation de nouveaux modèles d'affaires pour le Groupe aux États-Unis.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences. Le renforcement du portefeuille de brevets est donc prioritaire avec pour objectif de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué de brevets ainsi que de logiciels et de savoir-faire enregistrés par un huissier.

Fin 2023, le portefeuille d'EDF SA et d'Enedis comprend 747 innovations brevetées et protégées par 2 178 titres de propriété en France et à l'étranger. Celui de Framatome comprend 574 innovations brevetées protégées par environ 3 000 titres. En 2023, EDF a déposé 60 demandes de brevets (53 en 2022) et Framatome 32 (18 en 2022).

(1) La fabrication additive, plus communément appelée « impression 3D », désigne l'ensemble des procédés permettant de fabriquer, par ajout de matière, un objet physique à partir d'un objet numérique.

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités



Facteurs de risques et cadres de maîtrise

2.1	Gestion des risques et maîtrise des activités	106	2.2	Risques auxquels le Groupe est exposé	114
2.1.1	Environnement de contrôle	106	2.2.1	Risques liés à la performance opérationnelle	116
2.1.2	Principes de mise en œuvre	107	2.2.2	Risques spécifiques aux activités nucléaires	126
2.1.3	Les principaux programmes de maîtrise des activités	109	2.2.3	Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	131
			2.2.4	Risques financiers et de marché	136
			2.2.5	Transformation du Groupe et risques stratégiques	141

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant à l'ensemble du Groupe pour l'année 2023. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau s'inscrivent dans le cadre défini par le

corpus des politiques Groupe. Ils obéissent aussi aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne (publié le 22 juillet 2010). Ils s'appuient enfin sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre et finalités

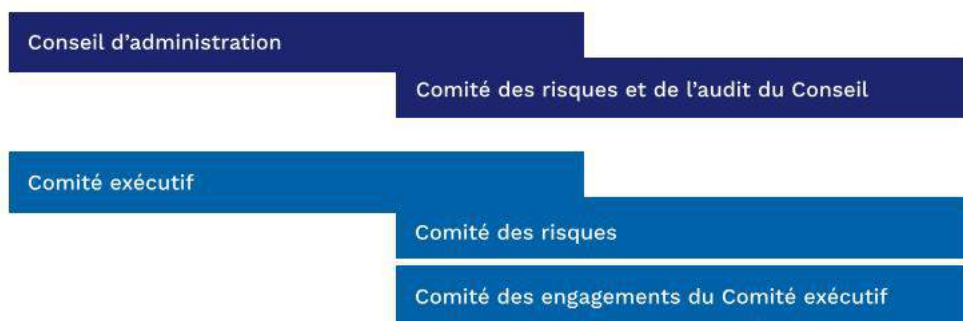
Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour de 40 politiques Groupe, validées et signées par le Comité exécutif. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Elles s'inscrivent pleinement dans la raison d'être du Groupe.

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique Groupe « Principes de fonctionnement, Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- **d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles** d'impacter les objectifs du Groupe, afin de s'assurer de l'existence de plans d'action pertinents et efficaces ;
- **d'assurer en permanence :**
 - > la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
 - > le bon fonctionnement des processus et des projets,
 - > la fiabilité des informations financières et extra-financières,
 - > le respect des politiques Groupe,
 - > la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Organisation

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.



Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration examine régulièrement en lien avec la stratégie qu'il a définie les opportunités et les risques ainsi que les mesures prises en conséquence.

Le Comité des risques et de l'audit du Conseil

Le Comité des risques et de l'audit a pour mission de suivre, sous la responsabilité du Conseil d'administration, l'efficacité des systèmes de contrôle interne, de gestion des risques et d'audit interne. À noter : les risques liés aux engagements nucléaires de long terme sont spécifiquement suivis par le Comité de Suivi des Engagements Nucléaires.

Le Comité des engagements du Comité exécutif

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Le Comité des risques du Comité exécutif

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques. Il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « sponsors ».

Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des

activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats). Ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.1.2 Principes de mise en œuvre

L'ensemble du dispositif fondé sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une garantie adaptée à l'identification et la couverture des principaux risques.



1^{re} ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (49 entités en 2023 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de maîtrise de ses activités et de ses risques, comprenant une autoévaluation ainsi qu'une réponse aux « actions essentielles de progrès du Groupe ». Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et un plan d'action.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de leurs activités « métiers » et des exigences des domaines transverses mentionnées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques. Ce rapport inclut notamment les autoévaluations de maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir la section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière - contrôle interne comptable et financier »).

Cartographie des risques des entités

Les entités et filiales produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune au Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management ;
- une typologie des risques incluant les risques internes ou externes, opérationnels ou stratégiques ainsi que les opportunités ;
- une méthode d'évaluation qualitative de l'impact, de la probabilité et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- des plans d'action de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité sous la responsabilité du management.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités et filiales ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et Outils : En appui de ces démarches, des documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités et filiales :

- un guide méthodologique d'analyse de risques ;
- un guide de contrôle interne et une trame détaillée d'auto-évaluation ;
- un progiciel nommé ICAR (basé sur l'outil Acuredge de la société Devoteam) permettant de rendre compte de leur cartographie des risques, leur auto-évaluation de contrôle interne et du suivi de leurs plans d'action.

2^e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée des fonctions d'appui du Groupe en charge d'animer et de coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent.

POLITIQUES GROUPE

- **Pilotage & Fonctionnement**
 - > Principes de fonctionnement/Maîtrise des risques et contrôle interne
 - > Gouvernance des filiales et participations
 - > Management de projet du groupe EDF
 - > Gestion de crise et continuité d'activité
- **Politique Éthique & Conformité** et instructions associées (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, lutte contre la fraude, REMIT, RGPD, déontologie boursière)
- **Sûreté & Sécurité**
 - > Sûreté nucléaire
 - > Sécurité du patrimoine face à la malveillance
- **Politique Responsabilité sociétale d'entreprise**
- **Ressources humaines**
 - > Santé et sécurité
 - > Rémunération et avantages sociaux
 - > Talents
 - > Experts
 - > Développement des compétences en France
 - > Mobilité Groupe
- **Politique Fournisseurs** et instruction associée
- **Immobilier & Services généraux**
 - > Voyages Groupe
 - > Immobilier tertiaire France
- **Politique Pilotage des risques juridiques du Groupe** et instructions associées
- **Finance & Marchés**
 - > Pilotage de la performance économique et financière
 - > Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers
 - > Engagements
 - > Risques marchés énergies
 - > Fiscalité et Douane
 - > Assurances
 - > Reporting comptable et financier et instruction associée
- **Communication**
 - > Communication/Relations institutionnelles/Partenariats
 - > Communication financière
- **Systèmes d'information & Transformation numérique**
 - > Gouvernance des SI
 - > Gestion de la donnée
 - > Sécurité des SI

Cartographie des risques Groupe

La cartographie des risques Groupe comprend :

- des risques associés au contexte politique et réglementaire et aux enjeux juridiques et de conformité ;
- des risques financiers ;
- des risques stratégiques, des risques liés à la transformation du Groupe, incluant notamment les risques liés aux enjeux climatiques ;
- des risques liés aux activités opérationnelles du Groupe et de ses chaînes d'approvisionnement, ainsi qu'aux grands projets du Groupe, dans tous ses métiers notamment nucléaires. Ces risques portent aussi sur l'atteinte à la santé, la sécurité des personnes, la protection du patrimoine et la sécurité des SI.

Ces risques sont décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». De plus, certains risques sont détaillés au chapitre 3, en particulier les risques liés aux enjeux climatiques et environnementaux, au devoir de vigilance et à la santé et à la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborées par les entités et filiales du Groupe (1^{re} ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2^e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques Groupe élabore la cartographie consolidée des risques majeurs. Cette cartographie, complétée par le bilan d'ensemble du contrôle interne, permet aux dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, priorisée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité des risques et de l'audit.

3^e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit interne du Groupe. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAI » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAI et les équipes d'audit des gestionnaires d'infrastructures régulées, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAI assure une animation fonctionnelle de la filière. À fin 2023, la filière audit du Groupe est composée de l'ordre de 70 équivalents temps plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAI applique les normes internationales définies par l'Institute of Internal Auditors et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à la filière qui a pour but de promouvoir une culture éthique, et rappelle que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et la pratique de l'audit interne.

La DAI bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général. Elle rend compte des missions au Comité des risques et de l'audit qui donne un avis sur l'audit interne fondé sur les risques, prend connaissance de la réalisation des audits et vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission. Les processus de la DAI sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'action) susvisés sont décrits et pilotés. La filière audit se soumet régulièrement volontairement à l'évaluation par l'IFACI ⁽¹⁾. La dernière évaluation de 2018 a attesté, comme les fois précédentes, que les pratiques d'audit sont conformes aux standards internationaux de la profession.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAI est la seule entité compétente pour réaliser les audits transverses *corporate* de BUs/projets alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

Le programme d'audit est élaboré à partir des risques du Groupe.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les auditées et leur management, font l'objet de plans d'action de leur part. Ces plans d'action sont transmis pour avis à la DAI, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard six mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule en particulier, les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'action. Il donne également une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté par la DAI au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité des risques et de l'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs économiques et financiers de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités

Les programmes de maîtrise des activités sont mis en place pour sécuriser l'atteinte des exigences énoncées dans les politiques Groupe validées en Comex (voir encadré de la section 2.1.2) et sélectionnés en fonction des risques majeurs.

2.1.3.1 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) édicte les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de leur entité. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations, la prévention des conflits d'intérêts et le devoir de vigilance. La PECG est la référence supra à la Charte éthique Groupe et au Code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien ;
- le Code de conduite éthique et conformité, revu en 2023, est décliné dans les règlements intérieurs des entités et constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption. Il s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- la procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs ou occasionnels du Groupe ainsi qu'aux tiers d'effectuer des signalements relevant de la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, de la loi « devoir de vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ou relevant du Code du travail (voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF »).

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Le risque cybersécurité fait partie des risques majeurs du groupe EDF. Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du Patrimoine face à la Malveillance, Sécurité des systèmes d'information et Gouvernance des SI et de la transformation numérique. Ces politiques visent à prévenir le risque d'agression et à en limiter les impacts, et sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles.

Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à :

- légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage ;
- généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe ;
- sécuriser les fonctions les plus critiques en lien fort avec les Métiers ;
- anticiper, renforcer et conserver l'homogénéité de la surveillance et la capacité de réaction en cas d'incident.

Une charte d'utilisation des ressources IT fixant les bonnes pratiques IT est annexée au règlement intérieur d'EDF. Des formations et des sensibilisations régulières à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, Responsables sécurité SI...) sont proposées aux salariés.

Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cybersécurité est assuré auprès du Comité exécutif ainsi que du Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence nationale de la sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, les incidents de sécurité SI sont identifiés par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF, dont un volet a été qualifié par l'ANSSI (PDIS) en 2021.

Enfin, des exercices de crise cybersécurité sont régulièrement organisés, à la maille d'un métier ou plus largement lors d'un exercice de crise majeur groupe, en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place et évaluer la capacité à réagir à une attaque cyber de grande ampleur.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2023 sont décrites dans la section 2.2.1 – 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

(1) L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.

2.1.3.3 Le programme santé-sécurité

Le programme santé-sécurité du groupe EDF est décrit dans la section 3.3.1.3.1 « Politique santé-sécurité ».

2.1.3.4 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour les entités d'EDF et ses filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2023 ».

Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.3.5 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

Pilotage de la Performance, reporting avec pour principales missions :

- contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget des directions et filiales contrôlées ;
- élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
- élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme, pour contribuer à une correcte allocation de ressources.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe.

Fiscalité :

- garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.4.2.2 « Contribution au développement par l'impôt » ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives ;
- s'assurer du suivi comptable, de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

Financement et Investissements :

- coordonner les actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- contribuer aux revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers ;
- vérifier la bonne application des principes de la politique. Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers demande aux entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2^e niveau de ces risques :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place. Le Comité marchés vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des actifs dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (IASB) et approuvées par l'Union européenne. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontées à la Direction Financière du Groupe des informations comptables et financières sont définis dans la politique Reporting Comptable et Financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle Interne Comptable et Financier ». Les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de Contrôle Interne du Groupe, et sont évalués par les entités dans leurs rapports d'auto-évaluation du contrôle interne.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Finance. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne Comptable et Financier, sur les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité, Fiscalité et Assurances Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité et Assurances Groupe s'appuyant sur différents éléments d'évaluation.

En matière de qualité comptable, un référentiel d'indicateurs est prescrit aux Directions d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chacune est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison-mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté.

Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, cocontrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (voir le chapitre 6 « États financiers »).

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité des risques et de l'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité des risques et de l'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Il facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation et contribue à la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont clos le 30 juin de l'exercice, puis arrêtés par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF est majoritairement confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires⁽¹⁾. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions, de la Division Comptabilité Consolidation et du CSP2C ou, le cas échéant, des opérateurs comptables autres que le CSP2C.

Des réunions préparatoires sont organisées avec les Directions d'EDF pour anticiper certains traitements comptables et fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires et ainsi enrichir les Plans de Continuité d'Activité (PCA) ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Les crises, qui se succèdent et se superposent avec des impacts locaux (tempête Ciarn), internationaux (poursuite des sanctions en lien avec le conflit russo-ukrainien, conflit israélo-palestinien) mettent à l'épreuve l'application de cette politique et ont jusqu'à présent confirmé sa robustesse. Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

Une préparation accrue des crises couplée à une intégration du retour d'expériences des crises successives a permis de renforcer le corpus documentaire, notamment sur l'exhaustivité des sujets et leur niveau de profondeur à adresser dans les Plans de Continuité d'Activité, avec :

- une nouvelle version du Plan pandémie en 2022 intégrant le REX COVID ;
- un travail de coordination sur le volet Systèmes d'Information conduit en 2021 afin d'assurer la cohérence et compréhension mutuelle entre la partie SI des PCA des métiers et le PCA SI poursuivi par la conduite d'un exercice cyber en 2023 ;
- une activation des leviers pour dégager des marges dans un système électrique tendu couplé à la préparation à une indisponibilité temporaire d'électricité en 2022 ou en 2023, dans un contexte de marchés de l'électricité très tendu ;
- l'analyse de contextes particuliers susceptibles d'impacter la continuité d'activité, tels que les Jeux Olympiques et Paralympiques de 2024.

2.1.3.7 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes. Étant précisé que, les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

(1) Hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation Managers pour la partie comptabilité de la paie.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF, du pilotage et du suivi de sa mise en œuvre dans le Groupe, afin d'optimiser le coût global de ses risques assurables⁽¹⁾.

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent notamment à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- actualiser les valeurs et les activités déclarées ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximum possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts :

- massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe ;
- partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures ;
- franchises individuelles et Groupe ;
- optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre :

Un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA) nourrit la réflexion entre les métiers et la Division Assurances sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF⁽²⁾ sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;

- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;

- Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Everen en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). Everen est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par Everen et celles apportées par les captives et les assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent au groupe EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et de bénéficier de garanties complémentaires.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2^e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Les filiales disposent généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution Enedis.

Wagram Insurance Company DAC ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures Everen, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF SA qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2^e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance.

(2) Framatome et EDF Energy disposent de leurs propres captives afin de répondre à leurs besoins propres de couverture.

Framatome a mis en place un programme d'assurances pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant toutes ses installations, hors celles participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 505 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 0,5 million d'euros en dommages et 1 million d'euros en pertes d'exploitation.

EDF Renouvelables a mis en place des programmes d'assurances dédiés à ses actifs, couvrant les risques de dommages et de pertes d'exploitation.

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture Cyber risk

Depuis le 1^{er} juillet 2017, une couverture *Cyber risk* a été mise en place. Cette garantie de 80 millions d'euros couvre EDF et les filiales du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements de désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant ⁽¹⁾ et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France et le Royaume-Uni.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 et sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnifiables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la Convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passe de 10 ans à 30 ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces conventions prévoient également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le Code de l'environnement. Ainsi, les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire ⁽²⁾.

EDF a mis en place une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité civile nucléaire (RCN) » obtenue à l'issue d'un appel d'offres qui permet au Groupe de répondre aux obligations découlant de la Convention de Paris révisée, tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Framatome a rejoint le dispositif assurantiel du Groupe au 18 février 2020.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en place un programme satisfaisant aux exigences de la Convention de Paris révisée, souscrit auprès du *pool* britannique NRI, des captives du Groupe et de la mutuelle nucléaire ELINI. Il est à noter que les obligations des opérateurs britanniques sont portées progressivement, sur une période de cinq années, de 700 millions d'euros à 1 200 millions d'euros.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle Everen apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 450 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par Everen est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance d'un maximum de 80 millions d'euros en excédent d'une franchise d'un maximum de 20 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection d'Everen est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité définie en fonction de la technologie et du statut des centrales allant jusqu'à 1 milliard de livres fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assurée auprès de la mutuelle EMANI pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 5 millions d'euros en dommages et 90 jours en pertes d'exploitation.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 297 millions d'euros en 2023.

(1) À l'exception des pays Parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède...).

(2) Articles L. 597-4 et L. 597-8 du Code de l'environnement.

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : réglementaires, stratégiques ou opérationnels. Certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement. Elles peuvent aussi affecter ses parties prenantes internes ou externes, son environnement ou sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé, et les principales actions de maîtrise correspondantes, dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseaux. Pour les risques non spécifiques, l'absence de description dans cette section n'exclut pas pour autant leur prise en compte.

Les risques doivent être lus dans leur intégralité compte tenu de l'interdépendance qui peut exister entre certains d'entre eux.

Les risques sont classés en cinq catégories décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5 :

- La section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents projets industriels et activités. En particulier, cette section décrit le risque pour le Groupe relatif aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur ;
- La section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.1 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe (sûreté nucléaire, exploitation, cycle du combustible et engagements de long terme) ;
- La section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé ;
- La section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée ;
- La section 2.2.5 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau de synthèse et les descriptions détaillées qui suivent.

Les suites de la crise Covid et les conséquences des tensions géopolitiques actuelles, en particulier le conflit ukrainien ou la situation Israël-Gaza, entraînent une poussée inflationniste et des perturbations sur les différents marchés. Ces enjeux sont traités comme des facteurs d'aggravation des risques suivants :

- risque marchés énergies (Risque 4A) : volatilité accrue ;
- continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (Risque 1E) : tensions inflationnistes, perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par le conflit, perturbation des contrats avec des sociétés concernées par les sanctions économiques vis-à-vis de la Russie ;
- risques financiers de la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » en particulier le risque de liquidité ;
- atteinte au patrimoine notamment attaques cyber (Risque 1C) : accroissement des cybermenaces.

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ») ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Des dispositions complémentaires de prise en compte de certains risques liés à la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont décrites au chapitre 3 « Performance extra-financière ». Les renvois sont, si nécessaire, précisés dans la description des risques.

Tableau des risques – numérotation, libellés et criticités

La criticité est évaluée compte tenu des actions de maîtrise engagées.

Catégorie	Risque	Criticité
1. Performance opérationnelle	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	■■■
	1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	■■■
	1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	■■■
	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	■■
	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	■■
	1F – Atteinte à la sûreté hydraulique	■■
	1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF	■■
	1H – Risque de <i>black-out</i>	■
	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	■
2. Risques spécifiques aux activités nucléaires	2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés	■■
	2B – Maîtrise du cycle du combustible	■■
	2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	■■
3. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH	■■■
	3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques	■■
	3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité	■■
	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	■
	3E – Risque lié aux contentieux	■
4. Risques financiers et de marché	4A – Risque marchés énergies	■■■
	4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe	■■
	4C – Risque marchés financiers	■■
	4D – Risque taux d'intérêt	■■
	4E – Risque d'accès à la liquidité	■■
	4F – Risque de contrepartie	■■
	4G – Risque de taux de change	■
5. Transformation du Groupe et risques stratégiques	5A – Adaptation des compétences	■■
	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	■■
	5C – Capacité de transformation face aux ruptures	■■
	5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme	■■

Criticité : ■■■ forte ■■ moyenne ■ modérée

2.2.1 Risques liés à la performance opérationnelle

1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR

RÉSUMÉ

Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact potentiel sur son bilan financier et de conséquences sur sa stratégie de développement. En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité : ■■■ Forte

a) Contexte

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage et/ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité en particulier les projets EPR à Flamanville 3 en France et Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni, en cours de réalisation, ainsi que des projets à venir tels que les projets d'EPR2 en France. Ces projets requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

La réussite de ces projets conditionne l'avenir de la filière industrielle nucléaire française. Ces projets font peser des risques majeurs pour le Groupe notamment sur son résultat et son bilan financier.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours, sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir risque 1B et projets de déconstruction, voir risque 2A) ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien off-shore) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

b1) Risques transverses

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrage et une augmentation des coûts associés ou une possible remise en cause de certains choix techniques. Cela pourrait entraîner, *in fine*, une baisse de la rentabilité attendue, voire des compléments de dépréciations d'actifs.

Compte tenu de leur ampleur, ces projets ont un impact extrêmement significatif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement, ainsi que sur sa stratégie de développement.

Il existe d'autres risques économiques, réglementaires, politiques, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Risques de non-performance technique ou opérationnelle

Les risques techniques ou opérationnels qui pèsent sur les grands projets industriels complexes exposent le Groupe à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou dans leur exploitation. Ils pourraient avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent aussi s'ajouter ou être la résultante de ces aléas.

Risques stratégiques

Le Groupe a l'ambition stratégique de s'engager en France et à l'international, dans des projets de construction de nouvelles installations nucléaires. Le risque vis-à-vis de ces projets serait de ne pas prendre les décisions d'investissement ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, réglementaires ou financières et ainsi de se retrouver en incapacité mettre en œuvre avec succès l'ambition stratégique du Groupe.

Risques liés au financement et le cas échéant, au cadre réglementaire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, une organisation de marché appropriée et des conditions de financement et de revenus adéquats. La mise en place des financements nécessaires pourrait, compte tenu des contextes économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée ou remise en cause.

Au Royaume-Uni, le contexte résultant du Brexit peut conduire à modifier les conditions de réalisation et de rentabilité des projets et ne pas permettre de réunir les conditions suffisantes pour associer des investisseurs aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni. Il peut, notamment, affecter la disponibilité de la main-d'œuvre et la productivité sur site.

De plus, le classement en énergie de transition dans le cadre du règlement taxonomie (voir risque 3A) pourrait donner un signal insuffisant de reconnaissance de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Le texte n'inclut ni le cycle du combustible, ni la gestion des déchets. Enfin, les conditions posées par l'acte délégué pour le classement du nucléaire, dans les activités alignées, pourraient ne pas être pleinement atteintes. Ces éléments pourraient influencer la capacité du Groupe à financer les futurs grands projets nucléaires (voir le risque 3A).

Risques externes – politiques et géopolitiques, procédures administratives

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée. Ils impliquent de nombreux partenaires industriels. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés.

Par exemple, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre (voir le risque 1E).

Ces projets nécessitent en particulier des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Risques liés aux enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes sont impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'adaptation locale.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient entraîner un renchérissement des coûts des projets (voir notamment risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ») et pourraient également affecter la solidité financière d'acteurs de la *supply chain*.

Autres risques

Les autres enjeux et risques spécifiques à l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

b2) Risques spécifiques aux principaux projets et actions de maîtrise associées

Risques relatifs à l'EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés ⁽¹⁾, est conditionnée, principalement, par l'émission par l'ASN des différentes autorisations administratives attestant du solde de différents sujets techniques et la réalisation des dernières finitions sur l'installation (voir la section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 »).

Au-delà des activités restant à réaliser en amont du chargement du combustible dans la cuve du réacteur, le projet pourrait également faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais en cas de nouvel aléa. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est cependant considéré comme modéré.

Des risques d'écarts des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF (voir la section 7.1.5 « Litiges ») pourraient conduire, après analyse et si les écarts étaient confirmés, à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des retards sur le planning de démarrage.

Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine)

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (19 %) au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale est intervenue le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est, quant à lui, entré en service commercial le 7 septembre 2019 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

La rentabilité de l'actif est liée au tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan et pourrait être affectée si les décisions tarifaires n'étaient pas favorables. Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021, pour un volume annuel garanti d'enlèvement de production équivalent à 7 500 heures de fonctionnement à pleine puissance. L'éventuel surplus au-delà de ce volume est vendu au prix de marché. Comme pour toute installation de production modulable, l'appel effectif à la centrale de Taishan est décidé par le gestionnaire du réseau d'électricité de la province du Guangdong. Le tarif temporaire a été prolongé le 22 décembre 2021 jusqu'à la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. À fin 2023, il n'y a pas eu d'autre publication par les autorités.

La rentabilité de l'actif est également soumise au risque d'évolution du volume de vente à ce tarif, dans un contexte de développement du marché de l'électricité.

Les accords de financement mis en place par TNPJVC contiennent des dispositions visant à sécuriser le remboursement des dettes financières de la joint-venture. Dans certaines situations, ces dispositions sont susceptibles de limiter temporairement le versement des dividendes. Si la société devait ne pas générer un résultat net positif cumulé ou un niveau de cash-flow suffisant, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation supplémentaire de l'actif ⁽²⁾.

Risques relatifs aux EPR Hinkley Point C (Royaume-Uni)

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C (HPC) conditionnent la rentabilité du projet et le financement des autres éventuels futurs projets au Royaume-Uni.

La construction a franchi un certain nombre de jalons importants en 2023, dont la pose du dôme sur le réacteur 1 (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »). Cependant le projet a été marqué par :

- une performance du génie civil principal inférieure à l'attendu en termes de coûts et de quantités ;
- des tensions sur le marché mondial des matériaux de construction et du marché du travail significatives en 2023. La vigilance est maintenue sur les performances en matière de santé et sécurité, dans le contexte de la poursuite de l'enquête sur l'accident mortel de novembre 2022 ;
- des coûts du projet sensibles à l'inflation qui demeure élevée au Royaume-Uni ;
- la capacité à sécuriser les compétences et ressources nécessaires, en particulier pour les montages électro-mécaniques et de ventilation (MEH) qui débutent. De même que pour le génie civil, le projet sera sensible à la performance de ces montages (coûts, taux d'exécution) ;
- des problèmes de *supply chain* dus au climat géopolitique et macroéconomique.

Une revue planning et coûts du projet a été finalisée en janvier 2024. Cette revue a conclu à une nouvelle estimation du planning et des coûts du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »).

Par ailleurs, les besoins de financement du projet HPC excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*). Les actionnaires ont été appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Le Groupe contribue seul aujourd'hui au financement (*voluntary equity*). En l'absence de contribution de CGN (*voluntary equity*), EDF cherche activement des solutions de financement jusqu'à la mise en service d'HPC.

La rentabilité et le financement du projet HPC sont sensibles :

- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du CFD ;
- au risque de non-contribution par CGN en *voluntary equity* ;
- au taux de change entre la livre britannique et l'euro. Une stratégie de couverture de ce risque est mise en place au niveau du projet HPC et du Groupe ;
- à des retards dans la construction ou des difficultés de mise en service commerciale des unités de l'EPR d'HPC au-delà du 31 octobre 2036 qui pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »).

La non-contribution par CGN en *voluntary equity* pourrait impliquer de possibles financements alternatifs en dette ou *equity* pouvant modifier la rentabilité d'EDF (risque de dilution).

Risques relatifs au renouvellement du parc en France (EPR 2)

En France, une organisation de marché inadéquate et la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur EPR2, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe notamment en raison des coûts de développement en amont de la décision qui pourraient être supportés par EDF *in fine*. Tout élément de nature à reporter le lancement du projet pourrait induire des discontinuités d'activités d'ingénierie, des difficultés de maintien des compétences et de mobilisation de la chaîne d'approvisionnement qui seraient nuisibles à la maîtrise industrielle et à la performance du programme.

Le principal enjeu est de réunir les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 décembre 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

(2) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2022 dans les comptes d'EDF est de 1 944 millions euros – voir note 12 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

Cela passe par plusieurs actions préalables principales :

- consolidation des estimations de coûts à terminaison et planning sur la base d'un design suffisamment mature ;
- à la suite de la structuration du programme avec la création en 2022 de la Direction du Programme Nouveau Nucléaire France, définition, en particulier, du schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- si nécessaire, notification par l'État du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- l'obtention des autorisations administratives dans un calendrier compatible avec celui du programme.

Risques relatifs aux EPR Sizewell C (Royaume-Uni)

Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement attendue en 2024 sous réserve notamment du respect des conditions suivantes s'agissant du projet Sizewell C :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions.

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une participation au capital de Sizewell C réduite à un niveau ne pouvant excéder 19,99 % ;
- la capacité à déconsolider le projet des états financiers du groupe EDF (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur détenant une participation maximale de 19,99 %, conforme à la politique d'investissement d'EDF.

L'engagement d'EDF de financer Sizewell C jusqu'à la date de la FID est soumis à un plafond qui a été atteint en décembre 2023 sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

La non-obtention de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement.

Les principales actions pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- les travaux avec le gouvernement britannique pour finaliser les étapes menant à cette décision finale d'investissement attendue en 2024. En janvier 2024, le gouvernement du Royaume-Uni a débloqué un investissement supplémentaire de 1,3 milliard de livres sterling pour soutenir la construction de Sizewell C qui progresse vers une décision finale d'investissement prévue en 2024. Cet investissement consolidera la position du gouvernement en tant qu'actionnaire majoritaire du projet. Il fait suite à un premier financement de 700 millions de livres sterling approuvés en novembre 2022 et à 511 millions de livres sterling supplémentaires approuvés à l'été 2023 ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplique ; des réflexions d'organisation et collaboration avec Hinkley Point C sont en cours visant à sécuriser les bénéfices de la réplique d'HPC sur le projet Sizewell C, tout en tenant compte de la différence de gouvernance (pourcentage de détention à terme, partenaires...). Selon les schémas, le risque de non-compatibilité avec l'objectif de déconsolidation du projet pourrait être significativement accru ;
- une revue détaillée du coût et du planning, en prenant en compte le retour d'expérience du projet HPC.

Risques relatifs au projet Jaitapur (Inde)

Suite à la remise d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021, EDF et ses partenaires sont engagés dans des négociations avec NPCIL en vue de la fourniture de l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries pour six tranches de la technologie EPR.

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet. Le client NPCIL sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution, assumant notamment les risques de *licensing*, construction, montage et intégration globale.

Le projet présente le profil de risque d'un fournisseur de prestations d'ingénierie et de fournitures d'équipements. Sa valeur réside donc dans la matérialisation de la marge incluse dans le prix des prestations vendues. Comme tous les grands projets industriels complexes, ce projet présente pour le périmètre, sous la responsabilité d'EDF et de ses partenaires, des risques techniques, industriels et de maîtrise des coûts ainsi que du respect de jalons prédéfinis notamment au regard du modèle de revenus attendus. Au-delà du risque pays qui intègre notamment une dimension fiscale significative, les conditions liées au cadre de responsabilité civile nucléaire en Inde et la sécurisation du plan de financement du projet devront être levées avant la signature des contrats finaux.

Risques relatifs au projet Dukovany et à son extension potentielle (République tchèque)

Dans l'hypothèse où l'offre qui pourrait être remise à l'électricien tchèque ČEZ et à ses autorités nationales est retenue (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »), EDF serait amené à actualiser son exposition aux conséquences commerciales pour un éventuel dépassement du niveau des risques (techniques, industriels, maîtrises des coûts et des délais) provisionnés dans cette offre, en tant que concepteur et constructeur quatre tranches EPR1200. La signature des contrats concluant cette procédure compétitive ne devrait pas intervenir avant avril 2025.

c) Actions de maîtrise transverses

Contrôle des grands projets et plan excell

Dans une démarche d'amélioration continue de la maîtrise de ses projets, le Groupe dispose d'une politique de management de ses projets et d'une politique Engagements qui imposent une analyse des risques et des éléments de sécurisation associés. Il est procédé régulièrement à des revues de projets et le Groupe a mis en place fin 2020 une entité de Contrôle des Grands Projets. Le Groupe a mis en œuvre depuis décembre 2019 le plan excell afin de permettre à la filière nucléaire française de retrouver un haut niveau de rigueur et de qualité pour réussir les grands projets engagés et à venir en France, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Plan de vigilance et enjeux RSE

La maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, de développement territorial, de développement des filières industrielles, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir le chapitre 3 « Performance extra-financière »).

Actions de maîtrise spécifiques à Framatome

La réussite des projets EPR, la compétitivité de la filière nucléaire en France et celle du Groupe dans son développement international, sont conditionnées par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services. La performance industrielle de Framatome est stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

Framatome peut aussi exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition du Groupe peut être notamment d'ordre financier ou réputationnel.

1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité notamment en cas de réparations ou modifications sur le parc nucléaire français à la suite de contrôle ou de détection de défauts. Il pourrait aussi ne pas poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne plus être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume-Uni. Le Groupe pourrait, par ailleurs, ne pas réussir à maîtriser, en coûts et délais, ses opérations de modifications du parc en exploitation pour poursuivre son exploitation (« Grand Carénage » en France) ce qui représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ■■■ Forte

a) Contexte

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Le Groupe vise depuis plusieurs années à poursuivre l'exploitation de son parc nucléaire en France significativement au-delà de 40 ans.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » sur des soudures de tuyauterie du circuit d'injection de sécurité (RIS) dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux. Des défauts similaires ont été détectés dans d'autres centrales sur des circuits auxiliaires au circuit primaire principal. Le traitement de ce phénomène a engendré un programme de contrôle et de réparations ayant eu un impact sur la production nucléaire. Le programme de contrôle se poursuit nominalement.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales (VD) et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a élaboré un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en 2015.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B. Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 6 ans environ en moyenne. L'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness B ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et ceux de Hinkley Point B en juillet et août 2022.

b) Risques principaux

Parc nucléaire en France

- La standardisation du parc a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou encore à un palier de réacteurs (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).
- Le Groupe pourrait être confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses à effectuer sur l'ensemble ou sur une partie du parc. Des événements ayant un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production pourraient également survenir et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.
- En particulier, la détection d'indications (dites de « corrosion sous contrainte ») évoquées ci-dessus a entraîné la mise à l'arrêt de réacteurs, afin de procéder à des contrôles étendus

et de remplacer des portions de tuyauteries concernées par le phénomène. Le solde du programme de contrôle pourrait entraîner des réparations ciblées de remplacement.

- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques décennaux, EDF réalise des études et met en œuvre des modifications, en vue d'améliorer le niveau de sûreté et de démontrer l'aptitude de chaque réacteur à fonctionner 10 années supplémentaires. Après remise du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur, l'ASN prend position sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Ces études portent notamment sur les équipements non remplaçables, à savoir les cuves des réacteurs et les enceintes de confinement, pour démontrer leur aptitude à assurer leur fonction pour les 10 années supplémentaires après la visite décennale. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international⁽¹⁾ permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement visées mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.
- Dans sa décision du 23 février 2021 sur la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs, particulièrement ambitieux, du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour 10 ans au-delà de ce quatrième réexamen périodique moyennant la mise en œuvre de dispositions complémentaires. Ces nouvelles demandes induisent une augmentation des investissements et une charge industrielle supplémentaire de l'ordre de 25 % par rapport au programme initial déjà de très grande ampleur, augmentant le risque sur la capacité à faire des industriels dans les délais prescrits.
- Conformément au Code de l'environnement, les dispositions proposées par EDF lors des réexamens au-delà de la 35^e année de fonctionnement sont soumises, réacteur par réacteur, à une enquête publique, à l'issue de laquelle l'ASN prend position sur la poursuite d'exploitation du réacteur. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par son recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen (RCR) a été remis à l'ASN en février 2020, et a fait l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022. La position de l'ASN sur la poursuite du fonctionnement de Tricastin 1 au-delà de son 4^e réexamen périodique a été émise en 2023. À fin 2023, les VD4 de 12 réacteurs, Tricastin 1, Tricastin 2, Tricastin 3, Bugey 2, Bugey 4, Bugey 5, Dampierre 1, Dampierre 2, Gravelines 1, Gravelines 3, Blayais 1, Saint-Laurent B2 sont terminées et les VD4 de 5 réacteurs, Blayais 2, Gravelines 2, Chinon B1, Dampierre 3 et Bugey 3, sont en cours. Chacun des avis de l'ASN sur un réacteur est susceptible de comporter des demandes spécifiques en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.

(1) Six réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour dix autres, la demande de renouvellement de licence jusqu'à 80 ans est en cours d'instruction (six autres sont prévus d'ici fin 2025) : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

- En 2016, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF réacteur par réacteur après chaque visite décennale. Le risque que l'ASN émette une objection à la poursuite d'exploitation d'un réacteur pour 10 années supplémentaires ne peut être écarté, mais une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021.
- La poursuite d'exploitation des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est un objectif industriel du Groupe. En 2021, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 1 300 MW (voir la section 6.1, la note 1.3.4.1 « Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la poursuite d'exploitation, qui seront prises réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.
- Les aléas potentiels du Grand Carénage incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire. Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment. De plus, les autorités compétentes pourraient émettre une objection à la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces poursuites d'exploitation pourraient aussi être conditionnées à des demandes de ces autorités, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- Des risques d'écarts sur des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF (voir la section 7.1.5 « Litiges ») pourraient conduire, après analyse et si les écarts étaient confirmés, à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des prolongations d'arrêts du Parc nucléaire.

Parc nucléaire au Royaume-Uni

- Au Royaume-Uni, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, EDF Energy pourrait ne pas obtenir de l'Office for Nuclear Regulation (ONR) les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (Sizewell B), ou pourrait obtenir ces autorisations à des conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.
- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du RAG peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'ONR, pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. À la suite des décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée en janvier 2022 et la centrale d'Hinkley Point B a été définitivement arrêtée en août 2022. À l'issue d'un réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, réalisé au début de l'année 2023, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 1 et Hartlepool ont été reportées de 2 ans à 2026 +/- 1 an, sur la base des résultats des inspections du graphite. Les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness restent fixées à mars 2028 +/- 2 ans.

- Si un risque d'arrêt prématuré devait également survenir pour les autres centrales RAG une stratégie de retrait accéléré du combustible serait alors mise en place. Si cette stratégie devait être adoptée, elle pourrait nécessiter un réexamen de la valeur des actifs.
- Compte tenu du vieillissement du parc britannique et des difficultés techniques relatives au vieillissement du graphite, le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service reste très incertain. À titre d'exemple, un défaut sur certaines soupapes de réacteurs RAG a été détecté en fin d'année 2023. Si le périmètre des travaux de réparation a été défini, il reste, à la date de publication du Document d'enregistrement universel, à valider l'examen de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle.

Autres parcs nucléaires

- Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume-Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs. Le Groupe est également exposé sur la valeur de ses actifs.

Autres risques

- Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté nucléaire.
- Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe, mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

c) Actions de maîtrise

Les plans d'actions de ce risque sont portés par l'ensemble des équipes opérationnelles d'ingénierie et d'exploitation du parc nucléaire notamment dans le cadre du projet Start 2025 et du Programme Grand Carénage (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

Le réexamen périodique effectué lors des visites décennales permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte d'une part les meilleures pratiques internationales, et d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

L'augmentation du nombre de VD4 réalisées chaque année (1 en 2019, 1 en 2020, 4 en 2021, 4 en 2022, 6 en 2023) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel font l'objet d'une démarche associant les principaux fournisseurs du parc en exploitation pour disposer d'une vision pluriannuelle de la charge et permettre à l'ensemble de la filière nucléaire de prendre les dispositions (en termes de ressources, modalités contractuelles, standardisation...) permettant de sécuriser la réussite du programme industriel du parc en exploitation.

Le Groupe met en œuvre depuis décembre 2019 le plan excell qui vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets et répondre aux besoins des parcs nucléaires existants en France et au Royaume-Uni (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, EDF a soumis à l'ASN une stratégie de contrôle et de réparation de l'ensemble de ses réacteurs au regard du risque de corrosion sous contrainte (CSC), pour les années 2023-2025. L'ASN a pris position sur cette stratégie dans une note d'information le 25 avril 2023 et a considéré ce calendrier approprié.

À fin 2023, les contrôles des zones considérées comme les plus sensibles sont terminés (à l'exception de trois soudures qui seront contrôlées en 2024) et la campagne de remplacement systématique des tuyauteries les plus sensibles des paliers 1300 P4 et N4 est terminée (à l'exception d'un réacteur dont l'arrêt est prévu début 2024). Les contrôles des autres zones vont se poursuivre et, selon leur résultat, pourront donner lieu à des réparations.

Le 21 décembre 2023, EDF a confirmé l'estimation de production nucléaire en France pour 2024, dans la fourchette 315-345 TWh et pour 2025, dans la fourchette de 335-365 TWh (vs 289 TWh en 2022, au plus fort des impacts des chantiers CSC).

Voir également la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », le paragraphe « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ».

Au Royaume-Uni, la maîtrise du risque repose en outre sur :

- des interactions en cours avec le régulateur concernant les dossiers de sûreté relatifs à la durée de vie des installations, l'évaluation par le régulateur et les exigences associées aux autorisations ;
- le programme de management du graphite et de surveillance de son vieillissement sur le parc RAG, avec de fréquentes inspections graphite, en particulier sur Heysham 2 et Torness ;
- le programme d'exploitation à long terme de Sizewell B pour gérer la production du dossier de justification en appui à la décision relative au programme d'investissement requis pour la prolongation de la durée d'exploitation ;
- le réexamen, en tant que de besoin, de la durée de vie des réacteurs RAG et les actions de préparation du retrait du combustible en cas de fermeture anticipée ;
- des stratégies de surveillance et de maintenance préventives des installations pour permettre une prise en compte précoce des problèmes pouvant entraîner une perte de production.

2.

1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

Criticité : ■■■ Forte

a) Atteintes au patrimoine

Risques principaux

Le patrimoine du Groupe est constitué de ses personnels, des actifs matériels et immatériels. Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des actes de malveillance de toute nature. Ces actes pourraient avoir des conséquences négatives sur l'activité opérationnelle, la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Le Groupe serait par ailleurs contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Actions de maîtrise

Le groupe EDF s'est doté d'une politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Cette politique est complétée par des procédures relatives à la protection des personnes, des actifs immobiliers, des actifs immatériels, des instructions et d'un outil informatique de collecte des incidents de sécurité. Leur mise en œuvre s'appuie sur un réseau de Responsables Sécurité du Patrimoine (RSP) membres des comités de direction d'entités.

Les principales actions au titre de la protection du patrimoine sont :

- animation du réseau des RSP ;
- mise à disposition d'outils d'acculturation ;
- participation au pilotage de la déclinaison de la directive NIS V2 et de la LPM en lien avec l'ANSSI, la DSIG et les entités ;
- mise en place des obligations liées à la nouvelle version de l'IGI 1300 (déclinaison des notes de l'IGI 1300, accompagnement des entités...) ;
- formations avec la DGSI : risque cyber, radicalisation... ;
- prise en compte des dossiers « Sécurité du Patrimoine » dans les développements des applications SI... ;
- contribution aux groupes de travail sur la déclinaison de la directive REC (résilience des entités critiques) en droit français ;
- constitution de dossiers de compliance.

b) Défaillance des systèmes d'information dont attaques cyber

Risques principaux

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, collaboration au sein de la filière nucléaire, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, etc.).

Les systèmes d'information ainsi que les données qu'ils hébergent ou véhiculent, à l'instar des autres actifs du Groupe, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et entraver plus ou moins fortement l'exploitation. Le Groupe serait, par ailleurs, contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante – ou de toute autre défaillance provoquant une indisponibilité des systèmes d'information – peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Actions de maîtrise

Le groupe EDF a défini une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Cette politique est notamment complétée par des instructions relatives à la classification et la protection des informations ainsi qu'à la protection des données personnelles.

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

Une charte d'utilisation des ressources IT est annexée au règlement intérieur d'EDF. Des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, développeurs d'applications, responsables sécurité SI...) sont proposées aux salariés. Un reporting relatif à la maîtrise du risque cybersécurité est assuré auprès du Comex et Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence nationale de la sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, les incidents de sécurité SI sont identifiés par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF, lequel est qualifié PDIS (Prestataire de détection d'incidents de sécurité) depuis 2021.

En 2023, les principales actions déployées en matière de cybersécurité, de protection du patrimoine immatériel, et plus généralement de résilience de l'entreprise face aux risques d'atteinte aux systèmes d'information, sont :

- la définition d'objectifs en matière de cybersécurité aux entités du Groupe, dont l'atteinte est mesurée au travers de revues de cybersécurité ;

- le déploiement d'une campagne de sensibilisation à la cybersécurité et à la protection des informations, incluant des exercices de *phishing* pour l'ensemble des salariés du Groupe ;
- la poursuite du déploiement et de l'évaluation, au sein des entités, d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'ANSSI ;
- la redéfinition du modèle opérationnel cyber à l'échelle du Groupe au travers d'améliorations des modalités de pilotage de la filière ; une sensibilisation accrue, la mise en place d'un contrôle de 2^e niveau plus large et le renforcement de l'intégration des SI industriels dans la stratégie cybersécurité Groupe.

De plus, des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

Un exercice de crise cybersécurité s'est tenu en octobre 2023 à l'échelle du Groupe, sollicitant l'ensemble des cellules de crise et mobilisant plus de 500 personnes ainsi qu'une dizaine d'observateurs dont des représentants de l'ANSSI.

1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel comme pour celui de ses prestataires.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu sur l'ensemble des domaines d'activité du Groupe, y compris sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

b) Actions de maîtrise

Le Groupe met en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère prendre les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe dans son ensemble : définition et promotion des règles vitales et du cadre de référence BEST pour le management de la santé-sécurité, organisation d'un temps d'arrêt du 17 octobre 2023 pour mener, dans chaque équipe, des réflexions collectives visant à améliorer et renforcer les plans d'action sécurité sur le terrain (voir les sections 3.3.13 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants » et 3.8 « Plan de vigilance »).

1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à la bonne exécution et la pérennité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'au risque de volatilité des prix, au risque de disponibilité (rupture ou tension d'approvisionnement), au risque logistique relatifs aux matières, matériels ou prestations qu'il achète pour les besoins de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les crises et les conflits, tel le conflit russo-ukrainien, opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, notamment quand des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels sont situés dans les territoires concernés.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe en matières ou produits critiques peuvent concerner des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, notamment du fait de la structure et de l'évolution de l'offre industrielle ou de l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages. Cette tension est due notamment aux besoins croissants des systèmes d'information et aux besoins des acteurs de l'énergie,

en particulier, ceux liés à la transition climatique. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Ce risque est actuellement accru en raison de tensions inflationnistes sur le prix des matières premières ou des composants nécessaires aux opérations.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments dont l'accès peut représenter un enjeu fort ⁽¹⁾. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Certaines situations de crise telles que la crise sanitaire Covid, peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations voire conduire à différer leur réalisation. Le développement notamment lié au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, indium ou sélénium pour le solaire. Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe dépend actuellement, pour certains domaines, d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur ces marchés où EDF est acheteur. Elle crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. Au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. La tendance à une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années et alimentée par la succession des crises internationales, perdure, bien que les faillites, limitées en nombre, se soldent en général par une reprise et une opportunité de redynamisation.

Relations contractuelles et partenariats

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certaines activités du Groupe et des projets compte tenu des matières nécessaires, technologies et des partenariats mis en œuvre.

Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles et notamment, à date, le conflit ukrainien, quand dans les territoires concernés sont situés des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels.

b) Actions de maîtrise

En 2021, le Groupe a adopté une nouvelle politique Fournisseurs qui a pour objectif de sécuriser les objectifs de performance des projets en assurant qu'ils puissent s'appuyer sur des panels de fournisseurs répondant aux besoins et en dérisquant les situations de défaillance fournisseurs, de crise qualité ou de blocage contractuel.

De plus, les ambitions du plan excell lancé en 2020 (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ») concernent notamment le renforcement des compétences de la filière (plan soudage et actions en lien avec les structures professionnelles et de l'éducation), l'amélioration des processus de sélection et de qualification des fournisseurs, en tenant compte des enjeux « Éthique, conformité et droits humains » et « Développement territorial responsable » de la RSE (voir les sections 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains » et 3.4.2 « Développement territorial responsable »), ainsi que le développement de relations contractuelles plus partenariales. Dans ce cadre, le Groupe a mis en place en 2021, pour le domaine nucléaire, un « plateau politique Fournisseurs » destiné à coordonner les actions des entités impliquées dans la relation avec les fournisseurs. Le GIFEN ⁽²⁾ est également un acteur essentiel en tant que relais de la politique industrielle du Groupe.

Concernant les contrats passés par le Groupe avec les fournisseurs d'équipements ou de services, une contractualisation et une gestion des contrats conclus améliorée, notamment par la mise en œuvre à chaque étape d'actions de vigilance, constituent un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés.

La fonction *Contract Management*, animée par la Direction du *Contract Management*, vise à améliorer la gestion des risques et à créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* des directions tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le management des contrats, en lien avec la tête de Groupe et les directions.

En réponse aux dispositifs réglementaires et législatifs adoptés par certains pays dont les États-Unis et la Chine, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF (EDF, NNB, Framatome, etc.) a pris des mesures de sauvegarde notamment dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

1F – Atteinte à la sûreté hydraulique

RÉSUMÉ

Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

a) Risques principaux

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation.

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

(2) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, créé en octobre 2018, a pour vocation de rassembler tous les acteurs de l'industrie nucléaire française pour assurer l'attractivité de la filière et en entretenir les compétences.

b) Actions de maîtrise

La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir la section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties

mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état des barrages exploités. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des grands barrages, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les 10 ou 15 ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de contrôle et de sécurité des ouvrages hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site Internet du Groupe.

1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF

RÉSUMÉ

Une moindre production du parc nucléaire conjuguée notamment avec un retour massif des clients des fournisseurs alternatifs vers EDF peut créer un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité du périmètre d'EDF qui pourrait se traduire par des besoins d'achats importants sur les marchés de gros. Une telle situation pourrait entraîner des conséquences financières pour le Groupe.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Contexte

Le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité au périmètre EDF pour l'hiver 2023-2024 est en baisse par rapport à l'hiver précédent en raison notamment d'une meilleure disponibilité hivernale prévisionnelle des centrales nucléaires d'EDF et du maintien de l'effet sobriété observé depuis l'été 2022 sur la consommation.

Néanmoins, du fait notamment des incertitudes sur le contexte géopolitique, les prix de marchés restent élevés, ce qui maintient donc à un niveau élevé l'impact d'éventuels achats d'électricité sur les marchés par EDF en cas d'aléa sur la production.

Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation d'une partie des clients d'EDF, une telle situation pourrait principalement survenir pendant un épisode de grand froid, et serait aggravée, le cas échéant, en situation de faible vent affectant la production éolienne et la liquidité des marchés court terme. Ce risque n'est donc pas anticipable au-delà de quelques jours, en fonction des prévisions météorologiques.

b) Risques principaux

En cas de déséquilibre avéré, EDF peut être amené à acheter sur les marchés court terme des volumes d'énergie très importants à des prix très élevés. La conséquence pour EDF est donc financière. Si la liquidité des marchés est insuffisante pour permettre à EDF de réaliser les achats nécessaires à son équilibrage, les risques financiers sont majorés car dépendants du prix de règlement des écarts d'équilibre, qui peuvent être bien plus élevés que les prix des marchés.

c) Actions de maîtrise

Dans le cadre de la préparation de l'hiver, EDF a identifié, conformément à ses processus habituels, les leviers à mettre en place, en agissant tant sur la production que sur la demande et a reconduit certaines des actions de prévention et de maîtrise exceptionnelles mise en place pour l'hiver 2022-2023.

Afin de maximiser la production disponible en hiver, EDF a notamment optimisé le planning des arrêts de tranches nucléaires, en anticipant ou en retardant les arrêts pour libérer autant que possible les semaines de forte demande. Les dérogations de fonctionnement pour augmenter les limites autorisées de fonctionnement de la centrale au charbon de Cordemais ont également été prolongées.

Du côté de la demande, le Groupe a poursuivi les campagnes de communication en faveur de la sobriété énergétique.

Enfin, si le déséquilibre était tel que le système électrique français ne soit plus en capacité de s'équilibrer, RTE devrait mettre en œuvre les différents contrats et dispositifs de secours dont il dispose en temps réel (effacements contractualisés avec des grands consommateurs, abaissement temporaire du plan de tension du réseau électrique, délestages temporaires et ciblés).

La communication menée par les pouvoirs publics, RTE et EDF a participé à une baisse sensible (environ - 10 %) de la consommation française corrigée de l'aléa de température.

1H – Risque de *black-out*

RÉSUMÉ

Un black-out, c'est-à-dire un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourrait avoir des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement l'ayant causé se produisait sur un réseau non exploité par le groupe EDF ou était imputable à un tiers.

À la différence du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande, les causes potentielles d'un *black-out* résultent de phénomènes à dynamique rapide : rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade sur le réseau de transport, problèmes d'interconnexion. L'initiateur est généralement une panne importante d'un équipement essentiel de transport ou plus rarement de production, dans des circonstances particulières et aggravantes, qui génère par sollicitation des protections automatiques la mise hors service rapide d'une partie significative du système électrique.

De telles ruptures d'alimentation non prévisibles pourraient créer une grande désorganisation de tout ou partie du pays, pour une durée potentielle de plusieurs heures. Un *black-out* pourrait ainsi avoir un impact négatif sur la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes et sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise de ce risque est au cœur de la mission de RTE, responsable 24h/24 du pilotage du système électrique français et de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France, en particulier en temps réel. Les moyens mis en œuvre par RTE s'inscrivent dans le cadre défini par les pouvoirs publics et dans le respect des politiques communes aux GRT européens et établies dans le cadre de l'ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

La contribution d'EDF à la maîtrise du risque, au-delà de ses obligations réglementaires et conformément au contrat de service public et à sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, réside dans son engagement :

- à répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves ;
- à contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau ;
- à garantir la conformité des performances de ses centrales et des automatismes associés aux normes et engagements contractualisés entre EDF et RTE.

1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

RÉSUMÉ

Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des événements, chroniques, incidentels ou accidentels pourraient avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental (air, sols et eau).

Criticité : ■ ■ ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement ou de leur démantèlement, peuvent être à l'origine d'événements chroniques ou incidentels, ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Ce risque fait l'objet de compléments dans les sections du chapitre 3 relatives à l'environnement, ainsi que dans le plan de vigilance du Groupe.

- Toutes les installations et tous les projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité ou d'impact sur les écosystèmes. Les principales thématiques portent sur les températures, les prélèvements d'eau, ou encore sur les rejets, en lien avec le changement climatique. C'est le cas en particulier en France où EDF est un gestionnaire de foncier et de ressources naturelles de première importance. L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique et les évolutions réglementaires introduisent des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise des pollutions, et plus généralement de maîtrise de l'ensemble des impacts sur le patrimoine environnement.
- Le Groupe possède environ 40 installations classées Seveso au titre de la Directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques. L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière ou juridique en lien avec le devoir de vigilance,

sur le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe. Une telle défaillance pourrait remettre en cause la capacité du Groupe à répondre aux enjeux RSE du Groupe sur la biodiversité (voir la section 3.2.1 « Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF »).

- De plus, les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques. Des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement proche. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes en cas d'accident majeur, et le Groupe pourrait être dans l'incapacité dans la durée de maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au risque 1F.

b) Actions de maîtrise

- Les études de maîtrise de risques sont réalisées sur chaque site industriel. Elles intègrent les impacts potentiels sanitaires ou environnementaux : respect de la réglementation, surveillance, actions de prévention et de protection des sols, de l'eau, de l'air et des effets potentiels sur la santé. Ces études et actions de maîtrise sont réinterrogées *a minima* tous les 10 ans lors des visites décennales. Elles sont aussi réinterrogées lors des évolutions significatives des process nécessitant une mise à jour de l'étude de maîtrise des risques et de l'impact potentiel dans l'environnement.
- Les études de risques et les actions de maîtrise intègrent, lorsque c'est nécessaire, des mesures ERC (Évitement, Réduction, Compensation).
- Le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À ce titre, le retour d'expérience

de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen a été intégré dans les analyses. Les sites Seveso français du Groupe mettent tous en œuvre les prescriptions réglementaires applicables à ce type d'installations. Ils ont, en outre, tous répondu aux demandes des préfets faisant suite à l'incendie de l'usine Lubrizol. Les arrêtés complémentaires post-Lubrizol relatif aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont d'application et donc intégrés sur outils industriels ICPE du Groupe.

- Le réseau RIN au sein d'EDF (risques industriels et naturels) s'assure du suivi, de l'appropriation et de l'intégration des nouvelles exigences sur les sites.
- Le Groupe mobilise, par ailleurs, des ressources importantes en faveur de la biodiversité à travers ses engagements de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2 « Préservation des ressources de la planète »).

2.2.2 Risques spécifiques aux activités nucléaires

2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés

RÉSUMÉ

Les provisions constituées par le groupe EDF pour couvrir les charges liées aux opérations de démantèlement des installations nucléaires en France ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, sont exposés à des risques (techniques, de coût et de planning) susceptibles de les remettre en cause. Afin de maîtriser ces risques, EDF a mis en place une organisation dédiée pour porter les projets de démantèlement et de gestion des déchets, couverts par ces provisions. L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur le démantèlement des installations arrêtées ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets mis en place par EDF. Toutefois, plusieurs facteurs exogènes susceptibles d'impacter les charges de démantèlement et de gestion à long terme des déchets demeurent, notamment : le risque d'inflation, les tensions sur le tissu industriel et les compétences, l'évolution éventuelle de la fiscalité Cigéo, etc. Ces facteurs de risque pourraient avoir un impact défavorable sur les charges estimées, nécessitant de revoir à la hausse des provisions associées ainsi que les actifs dédiés destinés à les couvrir, avec un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Démantèlement des installations à l'arrêt définitif

En France, la loi (Code de l'environnement) impose à tout exploitant d'installations nucléaires de base d'évaluer, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ainsi que les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, incluant les charges de transport hors site. La loi impose également de constituer des provisions correspondant à ces charges et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires, également appelés « actifs dédiés ». Cette obligation s'applique aussi bien aux installations déjà arrêtées, dès lors que leur démantèlement n'est pas achevé et leur déclassement prononcé par l'autorité, qu'aux installations actuellement en fonctionnement, dans la perspective de leur démantèlement futur.

Actuellement, les opérations de démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent principalement des réacteurs qui ont été construits, exploités puis définitivement arrêtés. Ces opérations portent sur quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteurs modérés au graphite et refroidis au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz A et Fessenheim).

Au Royaume-Uni, les deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et janvier 2022 et ceux de Hinkley Point B en juin et août 2022. En vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). En juin 2021 un accord a été conclu avec le gouvernement britannique (BEIS), qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouverts, et les conditions selon lesquelles les centrales seront transférées au gouvernement. Cet accord met à jour le Nuclear Liabilities Fund Agreement (NLFA).

Risques principaux

- Les opérations de démantèlement en cours en France constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience.
- Par construction, toute provision par rapport à une dépense future présente un risque, qui peut être lié notamment à des évolutions de contexte administratif, réglementaire, technique, économique, etc.

- Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés. Les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. Ainsi, au Royaume-Uni, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible pour être couvertes par le NLF, soient justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut, elles resteraient à la charge d'EDF Energy.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine et Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Actions de maîtrise

- Pour le démantèlement actuel et futur des installations nucléaires en France ainsi que la gestion à long terme des déchets, EDF a mis en place une organisation dédiée pour définir, en termes techniques, de coût et de délai, les projets couverts par les provisions prescrites par la loi.
- Le retour d'expérience acquis sur le démantèlement quasi-achevé du REP de Chooz A, ainsi que les éléments issus des études de Fessenheim et des premiers éléments de la préparation au démantèlement des réacteurs de ce site, permettent de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs du démantèlement du parc nucléaire d'EDF actuellement en fonctionnement.
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes à l'établissement des provisions (voir la section 6.1, la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). Ces éléments sont notamment exposés dans le rapport triennal, établi par EDF en application du Code de l'environnement, décrivant l'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi que son document d'actualisation annuel, sont soumis à l'évaluation de l'autorité compétente (DGEC).
- Le montant des provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par la DGEC, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées (hors REP) ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets de la DP2D, en concluant que « le processus de chiffrage et de révision annuelle est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine. Les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité ».
- La gouvernance en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires a été renforcée par l'élaboration d'une politique Groupe, validée par le Conseil d'administration du 30 juin 2021, et la création en 2021 d'une Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires conformément au décret 2020-830 du 1^{er} juillet 2020.
- Au Royaume-Uni, le risque relatif au recouvrement des coûts de déconstruction a été significativement réduit par l'accord avec le gouvernement. Les actions de maîtrise de risque complémentaires sont :
 - > le maintien de la qualité des relations avec le gouvernement et la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) ;

- > le renforcement des dispositifs de surveillance et de conformité contractuelle, ainsi que du reporting et du management de la performance.

Des plans sont en préparation pour permettre le transfert, dans les meilleures conditions, des réacteurs à démanteler à la Nuclear Restoration Services (NRS, anciennement Magnox) qui terminera le démantèlement une fois le combustible retiré.

b) Gestion des déchets

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de démantèlement des installations nucléaires que le Groupe exploite (voir en section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire – Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

À ce titre, EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets (cf. cadre légal présenté au paragraphe a) ci-dessus). Pour chaque catégorie de déchets (haute, moyenne, faible ou très faible activité), une filière de gestion spécifique est identifiée.

La majeure partie de la provision pour la gestion à long terme des déchets concerne les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL). Elle s'appuie sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute et moyenne activité à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir la section 6.1, la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Le coût de référence du projet de stockage des déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL) permettant d'établir les provisions associées est défini par l'arrêté du 15 janvier 2016.

Un centre de stockage dédié aux déchets à faible activité et vie longue (FAVL), dont le graphite des réacteurs UNGG, est également prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du PNGMDR (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ») prévoient que la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs soient transférés au gouvernement britannique. L'accord supplémentaire conclu avec le gouvernement en 2021 clarifie les modalités de recouvrement des coûts associés à la gestion des déchets.

Risques principaux

- En tant qu'exploitant nucléaire, la responsabilité du Groupe est engagée pour assurer la sûreté de ses propres installations de traitement et d'entreposage de ses déchets.
- En tant que producteur de déchets radioactifs, la responsabilité du Groupe est engagée pour identifier les filières de gestion adaptées. Lorsque les filières sont exploitées par d'autres acteurs, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement dus à des non-conformités de ces déchets par rapport aux spécifications définies par les exploitants de ces installations.
- Pour le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL (CIGEO), les risques de surcoût en phase de conception ainsi qu'en phase de réalisation restent présents. Par ailleurs, un travail sur la fiscalité de ce projet est toujours attendu.

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

- Concernant le stockage des déchets FAVL une actualisation des provisions peut être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR ou de la conception du futur site de stockage développé par l'ANDRA.
- Selon les accords de restructuration de British Energy, EDF Energy Nuclear Generation Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre de ces accords.
- La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Actions de maîtrise

- La stratégie de maîtrise consiste à développer et sécuriser des filières de traitement des déchets radioactifs afin de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe. À cet effet, l'organisation des filiales Cyclife poursuit sa consolidation afin de proposer une gamme de solutions adaptées de traitement des déchets.
- Pour CIGEO (le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL), la stratégie de maîtrise consiste à sécuriser le projet en proposant à l'ANDRA des optimisations techniques, et à apporter un appui à la stratégie de développement et à la réalisation du stockage, pour respecter le coût objectif de 25 milliards d'euros ⁽¹⁾ (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA.
- Pour le stockage des déchets graphites, le Groupe poursuit sa participation, en tant que producteur, aux différents groupes de travail relatifs à ce sujet. En outre EDF est engagé de façon très active dans le Comité d'orientation du PNGMDR.
- Au Royaume-Uni, la mise en place de dispositions pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP se poursuit :
 - EDF Energy met en œuvre des actions d'amélioration continue et de minimisation des quantités de combustible usé et de déchets générées, à travers ses politiques de sûreté et de développement durable ;
 - Les dispositions pour la gestion du combustible usé des RAG ont été définies lors de la restructuration de British Energy. Le combustible usé des RAG est évacué sur le site de retraitement de Sellafield pour entreposage de long terme. EDF Energy finance cet entreposage (ainsi que le retraitement réalisé les années passées) ;
 - Le combustible usé du REP de Sizewell B est entreposé sur site dans une installation dédiée d'entreposage à sec. Celle-ci assurera un entreposage sûr de tout le combustible usé produit pendant la durée de vie de Sizewell B. À l'issue de cet entreposage en surface de long terme, le combustible usé du REP de Sizewell B sera transféré dans le futur centre de stockage géologique britannique. Cette stratégie est approuvée par la NDA et est financée par le Nuclear Liabilities Fund.

c) Provisions et gestion des actifs dédiés

Contexte

La note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2023 ainsi que les provisions correspondantes relatives :

- au démantèlement futur du parc nucléaire de production d'électricité en France et des installations actuellement arrêtées ;
- à la gestion des derniers cœurs de combustible ;
- à la gestion à long terme des déchets et à la reprise et au conditionnement des déchets présents dans les installations.

Cette note indique également les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions. L'ensemble de ces provisions représente plusieurs dizaines de milliards d'euros.

La note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 présente les mêmes éléments pour Framatome et de Cyclife France et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 présente la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) au 31 décembre 2023. Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

- L'ensemble des aléas et incertitudes relatifs à ces provisions pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs. Ceci aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF ⁽²⁾, ou européennes, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.
- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes, les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation pourraient avoir un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » pour une analyse de sensibilité). Ceci pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.
- La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

(1) Coût économique 2011.

(2) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

Dispositifs de gouvernance

Afin d'assurer la maîtrise des provisions et de la gestion des actifs dédiés, le Groupe a mis en place des dispositifs de gouvernance spécifiques :

- la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, conformément au décret 2020-830 du 1^{er} juillet 2020 ;

- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

2B – Maîtrise du cycle du combustible

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 2C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 1B) et des projets de Nouveau Nucléaire (risque 1A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Contexte

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustibles et en opérations de retraitement du combustible usé.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent une douzaine de milliards d'euros.

La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et la note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 indiquent la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2023 et d'autre part « les montants provisionnés en valeur actualisée ».

b) Risques principaux

Approvisionnement en combustible nucléaire

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs, notamment politiques et économiques, ne relevant pas du contrôle du Groupe : perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos.

Logistique du combustible nucléaire

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison

d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Les contraintes pesant sur le transport de matières nucléaires restent fortes notamment au regard de l'accroissement des exigences sécuritaires et réglementaires.

Compte tenu du risque de saturation des piscines d'entreposage existantes et du risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3^e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de 4^e génération dits « GEN IV », le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela aurait des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

Provisions pour la gestion du combustible usé

Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel avec Orano tient compte des dispositions de l'accord de principe signé fin septembre 2023 et visant à encadrer la rédaction du contrat avec Orano pour la période 2024-2026.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats long terme compétitifs et diversifiés respectant les objectifs de couverture des besoins présenté au Conseil d'administration. Les contrats à prix fixe sont privilégiés, ou avec une part limitée à prix de marché, ce dernier étant systématiquement encadré afin de réduire l'exposition au marché.

Dans le domaine du transport, les actions de maîtrise mises en œuvre par EDF comprennent notamment le renforcement de l'imprédictibilité des transports et du lien avec les autorités (HFDS/IRSN/ASN), la prévention et la réduction des impacts potentiels sur le parc, ainsi que le développement de leviers alternatifs (anticipation des livraisons, transfert inter tranche...).

La maîtrise des capacités d'entreposage du combustible usé est primordiale pour préserver l'équilibre du cycle fermé. Une nouvelle piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité sera mise en service par EDF en 2034 sur le site de la Hague (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Dans l'intervalle, Orano prévoit de densifier ses piscines existantes sur le site et développe une solution temporaire d'entreposage à sec de combustible usé.

Enfin, la stratégie d'EDF pour le cycle du combustible est de conserver la perspective à long terme d'un cycle fermé reposant sur des réacteurs GEN I3.

2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir la section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction, puis elle est subdélégée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdélèguent vers les Directeurs d'Unités.

b) Risques principaux

Maîtrise de la sûreté nucléaire

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures, voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement, voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur l'environnement d'un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Responsabilité civile nucléaire

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits à la section 2.1.3.7 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Dans les pays où le Groupe est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi pourraient être augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2022, prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève en France à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire. L'entrée en vigueur

des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et les assurances couvrant cette responsabilité pourraient ne pas toujours être disponibles ou être maintenues. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.3.7 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir la section 2.1.3.7 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

c) Actions de maîtrise

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, exploitant d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets, pour les parcs existants ou les installations en déconstruction. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable du bon exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales. En outre, chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (peer review WANO⁽¹⁾, OSART de l'AIEA⁽²⁾).

Une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.

(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

Le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection

dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3 « Installations nucléaires et sûreté »).

2.2.3 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH

RÉSUMÉ

Les politiques énergétiques publiques et la régulation sectorielle sont évolutives, même à bref délai, et exposent ce dernier à un important risque réglementaire. Ces évolutions peuvent impacter notamment, en France, l'architecture de marché, les tarifs réglementés de vente, les Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), ou la fiscalité applicable à l'entreprise. Elles peuvent aussi impacter le cadre réglementaire des certificats d'économie d'énergie, des quotas d'émission de CO₂ ou les mécanismes de financement des investissements du Groupe à travers la taxonomie européenne.

L'évolution de l'architecture du marché européen de l'électricité est très avancée. Elle a notamment pour but de réduire la dépendance des prix de détail de l'électricité à la fluctuation des prix du gaz, ainsi que de créer des conditions plus propices aux investissements amont (production d'électricité décarbonée) et aval (électrification des usages).

Les orientations de l'État sur le marché post-ARENH annoncées le 14 novembre 2023 ⁽¹⁾ pourraient être inscrites dans un projet de loi qui serait présenté en 2024.

Les conséquences des évolutions réglementaires sont potentiellement importantes pour le Groupe, dans la mesure où elles peuvent obérer sa situation financière, limiter sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat, ou encore freiner son développement par rapport à ses concurrents.

Criticité : ■■■ Forte

a) Contexte

Le contexte dimensionnant en France pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques) est le suivant :

● **Processus de révision de la Stratégie française énergie climat (SFEC) :** Après plusieurs étapes de concertation et de consultation des acteurs du secteur de 2021 à fin 2023, le gouvernement prépare une loi « souveraineté énergétique », qui pourrait contenir un volet programmation énergétique ⁽²⁾ – première de la sorte – et qui sera suivie de décrets : Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC). Dans les documents préparatoires, le gouvernement acte sa trajectoire énergétique pour 2030, plus ambitieuse que celle déclinée dans la précédente PPE, avec, comme points clés :

- Une réduction de la consommation d'énergie fossile qui passe de 40 à 45 % en 2030 par rapport à 2012 ; une réduction de la consommation finale d'énergie qui tend vers 30 %, et une part d'énergie électrique produite par les installations nucléaires qui représentera plus de 60 % en France en 2035 ;
- La relance du nucléaire (préparation du programme de construction des EPR2, filière des SMR à développer, prolongement de la durée de fonctionnement des tranches le pouvant) ;
- La décarbonation des moyens de production thermiques, en particulier ceux fonctionnant au charbon, dès 2027 ;
- La nécessité du développement d'offres de flexibilités et des Énergies Renouvelables (EnR) ;
- À noter que les trajectoires de décarbonation à 2050 ne sont, à ce jour, pas fixées : la production ne répond pas aux consommations envisagées à cet horizon, et devraient faire l'objet de nouveaux scénarios et groupes de travail en 2024 pour leur finalisation.

● **En accompagnement du processus SFEC**, deux projets de loi ont été pris qui, sans modifier les objectifs de développement fixés par la SFEC, visent à faciliter et accélérer le déploiement de nouvelles installations renouvelables et nucléaires :

- La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adoptée au Parlement le 7 février 2023, a notamment pour objectif l'allègement des contraintes pesant sur le développement des différentes EnR : hydraulique, éolien terrestre, éolien maritime, photovoltaïque ;
- La loi « relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes », promulguée le 22 juin 2023, facilite les procédures administratives pour accélérer la construction de nouveaux réacteurs de type EPR2, prévus sur des sites nucléaires existants. Cette loi a, par ailleurs, fait disparaître le principe d'un plafonnement à 50 % de la part du nucléaire dans la production nationale ;
- Parmi les textes importants permettant de simplifier le déploiement de nouvelles installations de production, le décret du 28 décembre 2023 définit, aussi bien pour les EnR que pour les installations nucléaires, les critères de puissance permettant aux projets de répondre à une raison impérieuse d'intérêt public majeur (RIIPM) et d'être ainsi exonérés d'un certain nombre de contraintes relatives notamment à la protection des espèces protégées.

● **L'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) :**

- Depuis 2023, le « volume global maximal d'électricité pouvant être cédé » par EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH est revenu à son niveau antérieur de 100 TWh par an, après un rehaussement exceptionnel à 120 TWh en 2022 ⁽³⁾. Ainsi, dès lors que les demandes des fournisseurs au titre de l'ARENH excèdent 100 TWh dans l'année, alors le volume d'ARENH cédé fait l'objet d'un écrêtement ;

(1) Conférence de presse de Bruno Le Maire, Agnès Pannier-Runacher et Luc Rémond du 14 novembre 2023.

(2) D'autres volets sont contenus dans le projet de loi, notamment un volet protection des consommateurs et le cadre post-ARENH.

(3) Arrêté du 11 mars 2022 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par Électricité de France au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, pris en application de l'article L. 336-2 du Code de l'énergie.

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

- À compter de 2024, le calcul des droits à l'ARENH est revu à la baisse via le « coefficient de bouclage », qui permet d'ajuster la puissance consommée à la part du nucléaire historique dans le mix énergétique français ⁽¹⁾. En pratique, ceci ne modifie pas les quantités d'ARENH dont bénéficient les fournisseurs alternatifs, mais réduit l'écartement et améliore la visibilité de tous les acteurs. Ce nouveau calcul des droits a aussi pour effet de réduire les volumes d'ARENH à disposition des fournisseurs pour l'approvisionnement des pertes des gestionnaires de réseau (ces volumes ne sont pas soumis à écartement).

• Les mesures d'urgence :

- Le « **fonds d'urgence** » mis en place en 2023 pour aider les grandes entreprises particulièrement affectées par la crise des prix doté de 3 milliards d'euros. Les critères pour bénéficier de ces aides d'État à caractère exceptionnel sont encadrés par la décision communautaire liée aux mesures d'urgence Ukraine. Il est reconduit en 2024 avec des montants sensiblement en retrait.
- Un « **bouclier tarifaire** » : L'État avait décidé pour 2023 de plafonner l'augmentation des Tarifs Réglementés de Vente Électricité (TRVE) à + 15 % TTC (incluant des mesures fiscales). Pour 2023, le manque à gagner correspondant a été compensé à l'entreprise comme une charge de service public pour ses ventes aux TRVE comme en offre de marché aux clients ayant droit aux TRVE. Le niveau du TRVE hors taxe est stable en 2024. L'État a décidé de fixer la TICFE (taxe intérieure de consommation finale sur l'électricité) à 21 €/MWh ce qui se traduit par une augmentation moyenne du TRVE inférieure à 10 % TTC comme il s'y était engagé (8,6 % pour les options Base 9,8 % pour les options HP/HC). Il n'y aura pas en 2024 de manque à gagner sur le TRVE à compenser à l'entreprise si ce n'est dans les zones interconnectées où le bouclier tarifaire est activé au niveau de 10 % TTC pour la clientèle entreprise souscrivant des tarifs jaune et vert.
- Un « **amortisseur** » : consistant en une réduction de la part fourniture des factures des clients au-delà d'un seuil de prix, a été mis en place au bénéfice des PME et collectivités territoriales non éligibles aux TRVE et au bouclier tarifaire mentionné au point précédent. La loi de finances pour 2024 a prévu le maintien de ce dispositif pour 2024 en augmentant le seuil de déclenchement de la part énergie à 250 €/MWh (180 €/MWh en 2023) mais en augmentant la couverture de la facture à 75 % (50 % en 2023).
- Une « **Contribution sur la rente infra-marginale de la production d'électricité** » : la loi de finances pour 2024 a prolongé jusqu'au 31 décembre 2024 le dispositif mis en place en 2023 à la suite du règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022 instituant une contribution, au-delà d'un plafond exprimé en prix MWh, sur les recettes des producteurs d'électricité réalisées à partir de certaines sources d'énergie primaire. EDF est concerné par cette mesure sur sa production : nucléaire (hors revenus tirés des volumes d'ARENH livrés aux concurrents pour l'approvisionnement de clients finaux ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes), hydraulique fil de l'eau et une partie des éclusées (la production hydraulique pilotable lac et éclusée de grande capacité est exclue du dispositif), thermique à flamme (hors charbon). Le nouveau seuil plafond est fixé pour 2024 à 94 €/MWh pour le nucléaire avec un taux de prélèvement de 50 % des revenus au-delà de ce seuil.

• Les charges et recettes de service public :

- En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi ⁽²⁾ qui prévoit également la compensation intégrale des charges via le budget général de l'État. Il peut toutefois exister un décalage des flux financiers d'une année sur l'autre car l'État peut accélérer ou différer la régularisation des montants versés à EDF quand les montants de charges constatés s'écartent dans un sens ou dans l'autre de la prévision.

- La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré, comme chaque année, le 13 juillet 2023, sur le montant des charges de service public de l'énergie à compenser de 2024. Compte tenu des mouvements de prix importants observés sur les marchés, et comme le permettait une disposition dérogatoire de la loi de finances pour 2023, cette délibération comportait également un recalcul des charges à compenser de 2023. Ces dernières s'élèvent ainsi à 8,2 Mds€ (+ 18,4 Mds€ de charges relatives aux boucliers tarifaires et - 10,2 Mds€ de charges de SPE hors boucliers tarifaires). Ce nouveau calcul, demandé et obtenu par EDF, a donc conduit à une évaluation positive des charges à compenser de 2023 (montant dû par l'État à EDF) et a permis une compensation au plus près de la réalité des charges. Des variations de prix de marché peuvent encore être importantes en 2024 et conduire EDF à demander à la CRE une nouvelle évaluation des charges à compenser de 2024 (estimées par la CRE à - 0,5 Md€ en juillet dernier), comme le permet la loi de finances pour 2024.

- L'accord européen sur la révision de l'architecture de marché : au terme d'une procédure accélérée, la révision du règlement Électricité et de la directive Électricité, lancée le 14 mars 2023 par la Commission européenne et qui introduit des dispositions permettant d'introduire une dimension de long terme (PPA, CfD, marchés à terme) dans un *market design* actuel centré sur le fonctionnement à court terme, a abouti à un accord en trilogue en fin d'année 2023. Les textes doivent encore être entérinés formellement par le Conseil et le Parlement européen avant avril 2024.

- Les orientations de l'État annoncées le 14 novembre 2023 sur le cadre de marché post-ARENH. Ces orientations fixent un cadre propice au développement de contrats de moyen et long terme (produits de gros, offres de détail et partenariats industriels). Par ailleurs, il prévoit d'instituer un dispositif de contribution composée d'une fraction des revenus du nucléaire en situation de prix élevés pour être redistribué aux consommateurs par l'État (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie »). Ces orientations pourraient être traduites dans la loi.

Le contexte européen est aussi dimensionnant :

Dans un contexte de crises multiples, de guerre en Ukraine et d'une intense concurrence internationale, l'année 2023 a vu des évolutions de plusieurs textes européens à enjeux pour le Groupe :

- Réforme du marché de l'électricité (voir ci-dessus l'alinéa « Accord européen sur la révision de l'architecture de marché »).
- Lancement d'une révision du règlement sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie (REMIT). La proposition de révision prévoit notamment d'octroyer de nouveaux pouvoirs à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et précise les règles relatives aux cas transfrontaliers. Le texte révisé exige également des acteurs de marché basés dans des pays tiers mais effectuant des transactions dans l'UE qu'ils désignent un représentant dans l'État membre dans lequel ils sont actifs.
- Fin des négociations sur la révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED III) qui fixe une cible de renouvelables dans le mix énergétique européen à 42,5 %, accélère le *permitting* pour les EnR, renforce les critères de durabilité sur la biomasse et met en place des dérogations pour les centrales électriques aux bioliquides dans les régions ultrapériphériques. En parallèle, un considérant et une communication de la Commission reconnaissent la complémentarité entre les énergies décarbonées dans la contribution aux objectifs climatiques de l'UE.
- Finalisation des textes relatifs à l'hydrogène renouvelable, incluant la reconnaissance du rôle de l'hydrogène bas carbone produit à partir de l'électricité du réseau ou avec de l'électricité nucléaire. Un acte délégué est attendu en 2024 sur l'hydrogène bas carbone, celui-ci devra spécifier en détail les méthodologies de calcul des émissions de CO₂ afin de respecter la définition inscrite dans le paquet « gaz et hydrogène ».

(1) L'arrêté du 27 juillet 2023 paru au Journal Officiel du 24 août 2023 a abaissé la valeur du coefficient de bouclage de 0,964 à 0,844 à partir de 2024.

(2) Notamment par les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie.

- **Révision du système d'échange de quotas d'émission** de gaz à effet de serre dans l'Union européenne (*Emissions Trading System*) visant à renforcer l'outil existant en réduisant progressivement la quantité totale de droit à polluer ou allocations de quotas à titre gratuit au cours des prochaines années.

b) Risques principaux

- **Risques liés au dispositif ARENH existant** : tant que le dispositif ARENH existe (jusqu'à fin 2025), il expose EDF aux risques suivants :

- > le cadre général du dispositif ARENH, du fait de son caractère optionnel, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix ARENH et les prix de marchés, au détriment d'EDF. Il expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques sur les marchés de l'énergie. EDF est ainsi exposé aux baisses de prix de marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe en dessous du prix ARENH (actuellement 42 €/MWh) pour l'année de livraison considérée. À l'inverse, l'impact positif des hausses de prix de marché de gros de l'électricité est limité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH ;
- > s'ajoute le risque résultant des pratiques potentielles des fournisseurs dits « intermittents » consistant à réduire leur portefeuille avant l'entrée de l'hiver pour revendre sur les marchés les volumes d'ARENH rendus ainsi disponibles.

- **Risques concernant le cadre économique d'exploitation du parc nucléaire historique après la fin de l'ARENH** : le règlement européen en voie d'adoption encourage le recours aux contrats long terme et donne la possibilité aux États membres de recourir à des *Contracts for Difference* (CfD) pour tous les moyens bas carbone. Au niveau national, le projet de loi pour la souveraineté énergétique consacre ce cadre de marché et instaure un dispositif de prélèvement d'une fraction des revenus du nucléaire en situation de prix élevé pour être redistribués aux consommateurs par l'État. Les risques et incertitudes concernant les évolutions réglementaires sont potentiellement importantes pour le Groupe, dans la mesure où elles peuvent obérer sa situation financière et limiter sa capacité à mener à bien son projet industriel. Par ailleurs, il subsiste un risque que les marchés se dépriment durablement, conduisant à des revenus inférieurs aux projections financières.

- **Risques de dérive de la contribution sur les revenus infra-marginaux des producteurs d'électricité** : le dispositif a en effet été prolongé par la loi de finances pour 2024 (l'article 54 définit une nouvelle période d'application du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024).

- **Risques liés à la compensation des charges de service public** : la compensation des charges énergie devrait faire, en 2024, l'objet d'une compensation d'EDF vers l'État. D'autre part, l'amortisseur donnera lieu à une compensation de l'État vers EDF. Les montants ne sont pas encore définis :

- > les chiffres ne sont pas consolidés et font l'objet d'incertitudes élevées dans un contexte de marché encore volatil ; les dispositions précises de compensation (date de mise en œuvre, mécanisme de neutralisation des flux...) sont également encore incertaines et non validées ;
- > ces incertitudes font courir pour EDF un risque de décaissement (risque qu'EDF effectue des versements trop élevés en 2024 qui ne seront régularisés qu'en 2025).

- **Autres risques sur les prix et tarifs**

- > **TURPE7** (Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, 7^e période) : le TURPE6 HTA/BT (réseaux haute tension et basse tension de distribution) actuellement en vigueur a été mis en place à compter du 1^{er} août 2021 pour une période de 4 ans. Compte tenu des conditions de marché, une créance tarifaire conséquente est constatée par Enedis. Elle devra être couverte par le prochain tarif d'utilisation de réseau (TURPE7). Le risque et les enjeux de la négociation qui sera engagée en 2024 portent sur la couverture effective par le TURPE7 des charges en croissance, au vu d'une activité en forte hausse, notamment dans le domaine des EnR, ainsi que sur le caractère suffisant du taux de rémunération des

actifs de sorte que le gestionnaire de réseaux puisse remplir ses missions et financer son développement au cœur de la transition écologique.

- > **Prix du CO₂** : la révision du système d'échange de quotas d'émissions de CO₂ pourrait conduire à de nombreuses incertitudes et induire un risque sur le niveau et la prévisibilité des prix.

- > **Fourniture de secours** : le risque est de ne pas pouvoir amortir les coûts exposés pour secourir les clients alors que ces derniers peuvent quitter le portefeuille d'EDF à tout moment, moyennant un préavis pour les entreprises. Ce risque existe tant dans le cadre du dispositif transitoire que du dispositif pérenne de la fourniture de secours.

- > **Couverture des coûts par le Tarif Réglementé de Vente** : sur l'exercice 2022, les coûts n'ont pas été couverts compte tenu principalement des achats qui ont dû être réalisés pour couvrir la moindre disponibilité nucléaire dans un contexte de prix très défavorable mais aussi de nombreux retours de clients au TRVE imprévus. La loi de finances pour 2024 prévoit que la couverture des coûts par le TRVE fait désormais l'objet d'une vérification sur une période de 3 ans. Avec cette mesure, la non-couverture des coûts en 2022 se trouvera compensée par la surcouverture qui sera constatée en 2023 et ne fera pas l'objet de compensation par un rattrapage tarifaire.

- > Au-delà des risques financiers pour EDF, les incertitudes sur les dispositions réglementaires relatives au prix et tarifs pourraient se traduire par des impacts externes sur la capacité à répondre aux enjeux de la précarité énergétique évoqués à la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

- **Risques relatifs au mix énergétique** : des décisions d'arrêt prématuré d'actifs de production, ne résultant pas d'un choix industriel, mais d'une décision de politique énergétique ou d'une décision de justice peuvent intervenir. Les éventuelles décisions de politique énergétique devraient entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015. Le risque pour EDF est que le montant de l'indemnité ne soit pas à hauteur du préjudice.

- **Autres risques relatifs au projet de loi « souveraineté énergétique »**. Au-delà des dispositions relatives au cadre de marché, le projet de loi souveraineté énergétique se rapproche des orientations stratégiques d'EDF dans sa première rédaction : priorité à la décarbonation via avant tout à l'électrification, révision à la hausse de la trajectoire de production nucléaire en complémentarité avec le développement des EnR. Certains éléments ne seront toutefois précisés qu'avec le décret PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie, attendu à la mi-année). Dans ce contexte, les risques identifiés sont les suivants :

- > risque de retard ou de réduction des ambitions de la loi souveraineté énergétique visant à décarboner tous les pans de la société, d'une manière efficace et juste d'un point de vue économique et climatique, notamment pour ce qui concerne la décarbonation des bâtiments par l'électrification du chauffage via l'installation de pompes à chaleur ;

- > risque que le rôle confié à l'hydrogène dans le mix énergétique de long terme (production et usages) ne soit pas suffisamment clarifié, de même que la stratégie et le cadre réglementaire et réglementaire pour la production d'hydrogène bas carbone (à partir d'électricité décarbonée, y compris nucléaire), à élaborer en coordination avec nos partenaires européens (acte délégué de la Commission européenne).

- **Autres risques associés au contexte européen**

- > Risques de difficultés ou de retards de validation par la Commission européenne du cadre relatif au programme de construction de nouveaux EPR en France.

- > Risques associés à la mise en place de la nouvelle réglementation REMIT générant de très fortes contraintes opérationnelles et donnant un pouvoir important à l'ACER au détriment des régulateurs nationaux.

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

- Sur l'hydrogène électrolytique, des risques demeurent quant au cadre réglementaire européen et à la stratégie française sur la méthode de calcul des émissions associées à l'hydrogène produit à partir d'électricité du réseau.
- Risque d'introduction de dispositions techniques rendant difficile la décarbonation des mix électriques des régions ultrapériphériques et zones non interconnectées (ZNI) pour les centrales électriques fonctionnant ou en conversion au fonctionnement avec des bioliquides.
- Risque pesant sur la chaîne d'approvisionnement et le fonctionnement des installations, du fait de l'introduction de dispositions en matière environnementale, concernant en particulier des produits et substances chimiques.
- Risques de difficultés dans les discussions relatives à l'évolution vers un régime juridique d'autorisation des ouvrages hydrauliques.

c) Actions de maîtrise

Les actions de maîtrise sont limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Néanmoins, elles comportent les éléments suivants :

- veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- analyse des conséquences potentielles des textes publiés ou encore en préparation, afin d'identifier l'impact sur le Groupe

concernant notamment l'ARENH, le bouclier tarifaire, l'amortisseur, la taxe sur les revenus infra-marginaux de la production. Le but est de fournir des éléments pour le plan d'action de renforcement de la structure bilancielle du Groupe ;

- dialogue et argumentation auprès des pouvoirs publics (notamment France et Europe) pour partager sur l'ensemble des impacts potentiels des textes en préparation, directs et indirects, concernant EDF, mais aussi les incidences pour le Groupe des politiques publiques ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
- participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
- participation d'EDF aux associations d'industriels et *think tanks* en France et au niveau européen ;
- mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec les textes à enjeu ou impact significatif identifié pour EDF ou le Groupe ;
- politiques de Contrôle des risques marchés de l'énergie et des risques financiers ;
- dialogue régulier avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie afin de sécuriser la mise en œuvre du mécanisme de compensation. EDF est en particulier vigilant aux risques de décaissement, et travaille à sécuriser le paiement par l'État en fin d'année et à éviter les arbitrages interannuels de l'État.

3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques

RÉSUMÉ

Le Groupe exerce ses activités de production hydraulique, principalement en France, dans le cadre de contrats de concessions ou d'autorisations. Le Groupe n'est donc pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. En France, l'évolution du cadre législatif et réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions (régime des installations de puissance supérieure à 4,5 MW), l'évolution des conditions économiques des cahiers des charges des concessions et les conditions de mises en œuvre des procédures de publicité et de mise en concurrence pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

En France, les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques sont précisés à la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique ».

Au 31 décembre 2023, l'État n'avait pas renouvelé 34 titres de concession échus correspondant à une puissance installée de 3 432 MW. Ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». Le Code de l'énergie prévoit que lorsqu'à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession. Ce régime permet uniquement d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif.

La France a reçu deux mises en demeure de la Commission européenne (CE). Dans la première, datée du 22 octobre 2015, la CE considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions des articles 102 et 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui conduirait à renforcer une position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde mise en demeure en invoquant une non-conformité au droit européen de la commande publique dans le cadre du renouvellement des concessions.

Le groupe EDF pourrait ne pas obtenir le renouvellement en sa faveur de chacune de ses concessions ou l'obtenir dans des conditions économiques moins favorables. Par ailleurs, l'indemnisation qui devrait être versée notamment par l'État, en cas de résiliation anticipée de l'exploitation d'une concession, pourrait ne pas permettre une compensation intégrale du manque à gagner

supporté par le Groupe. La réglementation future ou les discussions avec la CE pourraient également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Sur ce sujet du renouvellement des concessions, les discussions sont toujours en cours entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure.

Dans les autres pays, en fonction du contexte local, et principalement en Italie, les concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en la faveur du Groupe, avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

EDF agit en concessionnaire responsable par le dialogue et la coconstruction avec l'ensemble de ses parties prenantes, principalement sur la gestion de l'eau et un soutien au développement économique local aux territoires.

La concertation est menée au quotidien par un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant près de 67 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1980 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique).

3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité

RÉSUMÉ

Enedis exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'elle exploite. L'évolution du cadre légal ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Contexte

En France, il résulte de la loi qu'Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) disposent, dans leurs zones de desserte respectives (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) de droits exclusifs pour assurer la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité. De même, là encore au titre des droits exclusifs qui leur sont accordés par la loi, EDF et les ELD exercent dans leurs zones de desserte respectives la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE) est confiée par la loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et où ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession dont la durée va généralement de 25 à 30 ans.

Ainsi, Enedis assure ses missions de service public (entretien, renouvellement et développement du réseau, comptage, raccordements, etc.) aussi bien au titre de la loi (le Code de l'énergie désigne en effet les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et précise les missions qui leur sont confiées) qu'au titre de ces contrats de concession. Ces derniers ont par ailleurs pour objet, là encore en application de la loi, la fourniture aux TRVE ; ils sont donc tripartites (ils lient l'AODE, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés).

b) Risques principaux

En raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres opérateurs. L'actuel processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des AODE est fondé sur un modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France Urbaine, Enedis et EDF.

Même si deux décisions du Conseil d'État de juillet et septembre 2020 sont venues confirmer la compatibilité des droits exclusifs accordés à Enedis et à EDF avec, d'une part, le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales, le Groupe ne peut exclure la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice défavorable.

c) Actions de maîtrise

- Veille et suivi des textes, européens ou nationaux, sectoriels ou non ;
- Suivi attentif de tout litige susceptible de remettre en cause le modèle de la distribution publique d'électricité.

3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité

RÉSUMÉ

Des pratiques prohibées et contraires à la loi et à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers (notamment des violations de droits humains ou de libertés fondamentales), pourraient exposer le groupe EDF à des sanctions civiles ou pénales, avec un impact financier ou réputationnel important.

Criticité : ■■■ Modérée

a) Risques principaux

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des atteintes à ses engagements éthiques ou à des non-conformités pouvant porter atteinte à la réputation ou conduire à des sanctions civiles ou pénales et affecter la performance financière du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, 13 programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;

- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains ».

3E – Risque lié aux contentieux

RÉSUMÉ

Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Modérée

a) Risques principaux

Le groupe EDF est, dans le cadre de ses activités courantes, impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Par exemple, dans le cadre des procédures devant les autorités de la concurrence en France ou la Commission européenne, le montant des amendes peut s'élever jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires consolidé de la société concernée (ou du groupe auquel elle appartient, selon le cas). Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux ou fiscaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

b) Actions de maîtrise

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires. Toutefois, il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière et des politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité...) sont mises en œuvre. Une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels est en place.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites dans la note 17.3 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et dans la section 7.1.5 « Litiges ».

2.2.4 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché, qui pourraient peser sur les actifs et les passifs comptables identifiés au bilan du Groupe. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques qui pèsent sur les actifs et passifs du bilan du groupe, les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de

liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (voir la section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés ») et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

4A – Risque marchés énergies

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités, dont les niveaux affectent sa situation financière.

La volatilité des marchés énergies est toujours grandement supérieure à son niveau d'avant fin 2021. En particulier, une baisse durable des prix de marchés en 2024, faisant suite au contexte de prix élevés de 2022-2023, aurait des effets négatifs importants sur les résultats du Groupe. Par ailleurs, l'incertitude sur le niveau de la production nucléaire française du Groupe reste élevée. Ces éléments font peser de très fortes incertitudes sur l'exposition nette du Groupe et représentent un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production, de distribution et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO₂ (voir la section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO₂ entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Les prix de gros de ces différentes commodités fluctuent au gré de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial (pour le pétrole, le charbon et le gaz) ou au niveau européen et national (pour l'électricité). Ces marchés peuvent connaître des fluctuations de prix importantes et imprévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. À titre d'exemple, le conflit ukrainien a fait peser des risques significatifs sur l'approvisionnement en gaz au niveau européen, et par voie de conséquence sur le prix du gaz échangé sur les différentes places de marché européennes.

b) Risques principaux

Ces expositions peuvent affecter ainsi le résultat et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend notamment du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025. Les risques liés aux évolutions du dispositif ARENH sont décrits au risque 3A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH ».

Le contexte de marchés très volatils induit une incertitude forte sur les résultats financiers du Groupe. En particulier, une baisse durable des prix de marchés en 2024, faisant suite au contexte de prix élevés de 2022-2023, aurait des effets négatifs importants sur les résultats du Groupe.

Dans ces conditions, les actions du Groupe sur les marchés l'exposent à des besoins de liquidité importants pour faire face aux appels de marges ainsi qu'à des risques de contreparties accrus en cas de défaillance de ses partenaires commerciaux.

Enfin, le Groupe est exposé à de nombreuses demandes d'informations en application du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie ⁽¹⁾.

c) Actions de maîtrise

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise essentiellement à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir la section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Cette politique permet ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler. Le Groupe

reste soumis aux aléas affectant sa production ou la consommation de ses clients et aux tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse des marchés des commodités (voir la note 18.6 « Risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

Le niveau de couverture recherché par le Groupe nécessite de trouver le bon équilibre entre réduction des aléas liés aux variations de prix et ceux liés aux variations du volume du portefeuille d'EDF.

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie.

4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés aux variations des actifs et des passifs comptables qui constituent son bilan, résultant de l'évolution du contexte économique et financier, des activités et des marchés au sein desquels le Groupe évolue, ou encore de l'évolution des normes comptables qui sous-tendent l'établissement de la valeur de ces actifs et passifs.

Une variation significative de ses actifs à la baisse, ou de ses passifs à la hausse, liée à de telles évolutions pourrait fortement dégrader la situation financière du Groupe, en réduisant notamment ses capacités d'appels aux marchés financiers pour financer ses activités, affecter ses résultats et l'ensemble des indicateurs financiers du groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

L'établissement des états financiers du groupe EDF nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et des charges. Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des jugements et estimations significatifs sont détaillées dans la note 1.3.4 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Dans le cadre de ces estimations, le Groupe est exposé à des risques qui portent sur l'ensemble de ses actifs et passifs comptables et principalement sur les éléments suivants :

- **La valeur de ses actifs** et notamment la valeur des actifs immobilisés de production, résultant des projets de long terme que le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, qui présentent une grande complexité en particulier, les projets EPR engagés en France (Flamanville 3) et au Royaume-Uni (HPC, Sizewell). Compte tenu des nombreux risques d'ordre technique, opérationnel, liés au financement ou le cas échéant au cadre réglementaire (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle »), et compte tenu des nombreuses incertitudes sur l'environnement économique (courbe des prix, niveaux des taux...), la valeur des actifs présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de pertes de valeur qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur.
- **La valeur des passifs** et notamment la valeur des provisions constituées au bilan, notamment les provisions liées aux activités nucléaires du Groupe en France, relatives au démantèlement futur du parc nucléaire existant et à la gestion des déchets. Compte tenu des nombreux risques spécifiques aux activités nucléaires (décrits à la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »), la valeur des provisions présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de variations à la hausse, qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur. Au-delà des risques abordés dans le risque 2A de la section 2.2.2, le groupe EDF évalue les risques sur ses provisions nucléaires, qui pourraient découler de l'évolution des normes comptables

internationales, sous-tendant l'établissement des comptes consolidés du groupe. En particulier, le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », envisagé par l'IASB (normalisateur international), pourrait conduire à adopter un taux d'actualisation dit « sans risque », très sensiblement inférieur au taux d'actualisation actuellement prescrit et retenu par le Groupe pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Cette évolution, qui pourrait être appliquée à l'horizon 2027 ou 2028, conduirait à réévaluer de manière très significative les provisions nucléaires constituées au bilan du Groupe. Par ailleurs, du fait de la réglementation actuellement en vigueur, cette évolution présenterait des risques d'ordre financier et réglementaire, dans la mesure où le changement de modalités du taux envisagé imposerait une dotation complémentaire aux actifs dédiés à réaliser en trésorerie, ce qui diminuerait le cash-flow et augmenterait la dette économique du Groupe. Une telle évolution fait naître une incertitude supplémentaire sur la réglementation actuellement en vigueur, en matière de plafonnement réglementaire du taux d'actualisation prévu aujourd'hui par les textes et d'affectation des actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges sous-jacentes au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage des déchets radioactifs de longue durée (la réglementation, actuellement en vigueur et la méthode d'évaluation des provisions nucléaires sont décrites dans les notes 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et 15.1.2.1 « Réglementation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

b) Actions de maîtrise

Face aux risques liés à la valeur des actifs, les actions de maîtrise opérationnelles se sont poursuivies avec la mise en place d'un contrôle et une structure de gouvernance solide (voir le risque 1A). Les tendances économiques et les évolutions de marché sont monitorées périodiquement et des analyses approfondies de la valeur de ses actifs sont effectuées fréquemment afin de détecter rapidement toute dépréciation éventuelle et adapter sa stratégie. Sur ce dernier point, le Groupe gère son exposition aux risques liés aux actifs et passifs identifiés au bilan du groupe EDF, à travers une politique spécifique au reporting financier et comptable. À chaque clôture, la direction financière du groupe EDF se conforme à cette politique et s'assure de sa bonne application.

(1) Règlement UE n° 1227/2011, voir la section 3.3.2.2.4 « Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT) ».

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise

Risques auxquels le Groupe est exposé

Dans ce cadre, le groupe EDF s'assure de la recouvrabilité de la valeur de ses actifs, présentés au bilan lors de l'établissement des états financiers du Groupe. Pour ce faire, des tests d'impairment (ou tests de dépréciation) sont réalisés, dans le strict respect des normes comptables applicables en la matière, dans le cadre d'un processus mis en place par la direction du Groupe et décliné au sein des différentes entités qui le composent. La méthode appliquée et ses résultats sont détaillés dans une note dédiée des états financiers (voir la note 10.8 « Perte de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). Ces sujets font l'objet d'une attention particulière de nombreuses parties prenantes (Gouvernance de l'entreprise, marchés financiers et analystes, AMF, Cour des comptes).

Par ailleurs, le groupe EDF et sa direction financière mettent en place les dispositifs et ressources permettant de contribuer aux projets comptables à enjeux significatifs pour le Groupe, liés notamment à l'évolution des normes comptables internationales. Ainsi, le Groupe se mobilise face à l'émergence du risque qu'impliquerait un tel projet pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Dans ce cadre, le Groupe analyse et décrypte les enjeux de ce projet sur les comptes du Groupe et suit l'évolution du processus d'amendement de la norme à l'IASB. De nombreuses actions sont également engagées par le Groupe auprès des parties prenantes concernées (membres de l'IASB, préparateurs de comptes, directions de l'État français actionnaire du Groupe...) pour sensibiliser sur les enjeux d'un tel projet, être force de proposition vis-à-vis de l'IASB et identifier d'éventuelles voies alternatives.

4C – Risque marchés financiers

RÉSUMÉ

Du fait de ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur les actifs détenus sous forme d'actions et d'obligations.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

Risques principaux

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions et aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2023 s'élève à 13 447 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établit au 29 décembre 2023 à 11,36 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 17,04 % à fin 2022. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 528 millions d'euros.

À fin décembre 2023, la sensibilité des obligations cotées (12 489 millions d'euros) s'établissait à 5,7, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 708 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2022.

4D – Risque taux d'intérêt

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Risque de baisse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du Groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir la note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation pourrait, en outre, être amené à baisser au cours des prochaines années en raison de l'effet du plafond réglementaire applicable à ce taux.

L'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit les nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation exprimé en valeur réelle égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière du taux d'intérêt réel à long terme retenue pour le calcul publié par

l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de 150 points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2023, conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Par ailleurs, une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment en fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai, dans la limite maximale de 5 ans, pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

Compte tenu du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2023 (comme en 2022), le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Par ailleurs, une hausse des anticipations des taux d'inflation, à taux d'intérêt donné, se traduirait par une baisse des taux d'intérêt réels qui aurait des effets similaires à ceux d'une baisse des taux d'intérêt sur les passifs actualisés du Groupe, compte tenu du fait que les charges futures prises en compte dans ces passifs sont considérées comme indexées sur les taux d'inflation.

b) Risque de hausse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales, voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus du fait du risque relatif à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Les titres financiers et les produits dérivés

détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait un effet d'environ - 60 millions d'euros sur le résultat avant impôt, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe à taux variables ou variabilisées, compensée par l'augmentation des produits de trésorerie du Groupe, générant un impact net défavorable en trésorerie.

Par ailleurs, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux seraient en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (voir le point précédent), sans conséquence immédiate automatique sur le cash-flow.

4E – Risque d'accès à la liquidité

RÉSUMÉ

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. Toute dégradation de la notation financière d'EDF ⁽¹⁾ pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Au 31 décembre 2023, l'endettement financier net du Groupe est de 54 345 milliards d'euros.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

La capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes.

Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché obligataire et monétaire et à des emprunts, collatéralisés ou non, auprès des banques.

Le Groupe a ainsi réalisé :

- Le 19 janvier 2023, une émission d'obligations senior en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling :
 - Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,250 %,
 - Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 %,
 - Obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,500 %,
 - Obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.
- Le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.
- Le 17 mai 2023, une émission de 3 milliards de dollars U.S. et une émission de 500 millions de dollars canadiens en 5 tranches d'obligations senior :
 - Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,700 %,
 - Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,250 %,
 - Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,900 %,
 - Obligation de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 %,
 - Obligation de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

- Le 8 juin 2023, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées libellées en dollars US) pour un montant de 1,5 milliard de dollars US, avec un coupon initial de 9,125 % jusqu'en 2033 et une option de remboursement à 10 ans au gré d'EDF.
- Le 22 juin 2023, une émission de 33 milliards de yens en 4 tranches d'obligations senior Samouraï :
 - Obligation de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 %,
 - Obligation de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 %,
 - Obligation de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 %,
 - Obligation de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.
- Le 7 juillet 2023, le rachat pour 904 millions de dollars U.S. d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars US d'un montant initial de 1,5 milliard de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024.
- Le 21 août 2023, une émission de 325 millions de francs suisses en 2 tranches d'obligations Vertes senior affectées au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité :
 - Obligation de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,300 %,
 - Obligation de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,550 %.

Le 28 novembre 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior vertes pour un montant nominal de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %, dédiée au parc nucléaire existant.

Le Groupe a également conclu en janvier 2023 des prêts à terme bilatéraux de maturités 2 ans et 3 ans pour un total de 750 millions d'euros.

Enfin, le 19 octobre 2023, EDF a annoncé rembourser plus de 2 milliards d'euros de lignes de crédit bilatérales signées en début d'année 2022 auprès de 11 banques.

(1) À la date du présent Document d'enregistrement universel, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective stable (S&P Global Ratings) ; Baa1 assortie d'une perspective négative (Moody's) ; BBB+ assortie d'une perspective stable (Fitch Ratings).

b) Principaux risques

Toute dégradation de la notation financière d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer.

La réalisation de l'offre publique d'achat simplifiée le 8 juin 2023 a permis de donner plus de visibilité sur la capacité du Groupe à se financer. L'année 2023 se traduit par une amélioration des critères de liquidité, avec notamment une meilleure disponibilité du parc nucléaire et une baisse de la volatilité des prix des marchés d'énergie.

Dans ce contexte positif, Fitch a confirmé, le 3 avril 2023, le rating long terme (BBB+ outlook stable) d'EDF, en améliorant à F2 son rating d'émetteur court terme.

Le 6 et le 30 juin 2023, Moody's et S&P ont également respectivement confirmé le rating attribué à EDF (Baa1 outlook stable pour Moody's et BBB outlook stable pour S&P).

c) Actions de maîtrise

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- EDF émet sur le marché du dollar U.S., du dollar canadien, du yen, du franc suisse et de la livre sterling ce qui lui permet de diversifier les devises de financement et sa base d'investisseurs ;
- EDF a publié, le 12 juillet 2022, une mise à jour de son cadre de financement vert ⁽¹⁾ lui permettant d'augmenter substantiellement ses émissions vertes qui font l'objet d'une demande soutenue des investisseurs ;

- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché, la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe. Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds ont été augmentés de 10 à 12 milliards d'euros pour le programme NeuCP et s'élèvent à 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres issus du portefeuille de la trésorerie auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

4F – Risque de contrepartie

RÉSUMÉ

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

La défaillance de certaines contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances ou surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet par exemple).

b) Actions de maîtrise

Le Groupe reste vigilant sur les contreparties industrielles et commerciales qui pourraient être fragilisées dans un contexte de situation économique dégradée.

Ce risque peut être couvert par le recours à des appels de marges pour certaines activités.

Par ailleurs, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique prévoit en particulier la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2023, il n'est pas identifié de défaut significatif sur les contreparties du Groupe. Les expositions du Groupe sont à 90 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs ; les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

(1) <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable>.

4G – Risque de taux de change

RÉSUMÉ

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité : ■ ■ ■ Modérée

a) Risques principaux

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et la rentabilité des projets.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et le revenu du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises. Le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des

marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;

- adossement actif/passif. Les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque. Les ratios de couverture varient selon la devise. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises. De manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

2.2.5 Transformation du Groupe et risques stratégiques

5A – Adaptation des compétences

RÉSUMÉ

Le Groupe devra contribuer à sécuriser les compétences des différentes filières de la transition énergétique dans un marché de l'emploi en tension pour faire face à un volume important d'activité à la suite notamment du discours de Belfort du 10 février 2022 (parc existant, EPR2, augmentation du volume de raccordement, gain de clients).

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Pour réussir ses projets d'envergure dans le domaine nucléaire avec un niveau et une diversité d'activités sans précédent dans un contexte exigeant et soutenir une dynamique de développement commune aux grandes filières de la transition énergétique, les besoins en compétences sont exponentiels. L'adaptation des compétences est par conséquent partie intégrante du projet d'entreprise d'EDF. La logique de la filière est, en effet, devenue prédominante dans l'atteinte des objectifs industriels face à une rupture en volume et en nature des besoins de recrutements estimés autour de 20 000 emplois/an en moyenne sur les 10 prochaines années pour les 3 grandes filières du nucléaire, des réseaux et des énergies renouvelables et systèmes énergétiques.

b) Actions de maîtrise

En regard des volumes de compétences nécessaires pour les filières de la Transition Énergétique, de la trop faible attractivité des métiers de l'industrie et du nouveau contexte tendu de l'emploi en France, le

groupe EDF, chef de file sur la maîtrise des enjeux compétences de son écosystème, a décidé d'amplifier les actions mises en œuvre en matière de développement et de sécurisation des compétences à 10 ans, en initiant le Projet Compétences en 2023.

Les principales actions vont permettre de :

- renforcer une cohérence d'ensemble entre les filières de la transition énergétique, les entités et métiers du Groupe, et les régions. Cette cohérence porte sur l'orientation, l'attractivité, le *sourcing*, le recrutement et les formations. Elle est organisée à trois niveaux : les acteurs nationaux de l'emploi et de l'éducation, les grandes filières industrielles, ainsi que les régions et leurs campus des métiers ;
- passer à une autre échelle en assurant l'identification des besoins en région et la planification anticipée des ressources, en attirant les candidats dans les cursus de formation de la transition énergétique et dans le groupe EDF, en diversifiant le *sourcing* des candidats au recrutement et en proposant des parcours professionnels fidélisants.

5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. Les effets du changement climatique ont aussi des enjeux systémiques, incluant des impacts croisés sur le groupe EDF et ses parties prenantes externes. Par ailleurs l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

Selon le découpage proposé par la TCFD (*Task Force for Climate-related Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme (voir section 3.1.4.2.1 « Le groupe EDF et la TCFD »), les risques liés au changement climatique sont structurés en deux parties : les risques de non-adaptation aux effets physiques du changement climatique (dits « risques physiques »), et les risques induits par la transition vers une économie bas carbone (dits « risques de transition »).

a) Principaux risques physiques

Les installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources en eau, vent et ensoleillement. La fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience des installations de production et des infrastructures de réseaux aux évolutions climatiques, qu'il s'agisse des effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'événements climatiques extrêmes.

Les risques extrêmes peuvent potentiellement affecter la sûreté, la sécurité des installations et des infrastructures de réseau ou la production. Les risques chroniques peuvent potentiellement avoir des conséquences sur la production, les capacités de réseau, l'environnement et en particulier sur la ressource en eau (conflits de ressources).

Du fait de cette sensibilité au climat, et en tenant compte des nombreuses incertitudes associées aux effets du changement climatique, malgré les actions de maîtrise engagées, le changement climatique pourrait avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses performances opérationnelles, ainsi que son bilan et ses résultats financiers. Ces risques pourraient aussi se traduire par des impacts sur les parties prenantes externes du Groupe

b) Actions de maîtrise face aux risques physiques

- Des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique.
- Comme cela est requis dans la politique RSE du Groupe, les principales entités opérationnelles du Groupe mettent régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique. Ils sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires et s'appuient chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. À cet effet, un guide de réalisation des plans d'adaptation est mis à disposition des entités du Groupe.
- À l'appui de ces actions, le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques investie dans des projets de recherche académiques collaboratifs.
- Le Groupe mène de nombreuses actions de veille et d'anticipation sur les effets extrêmes et chroniques, de manière à actualiser autant que nécessaire ses plans d'adaptation, à la fois pour les installations de production et infrastructures, mais aussi pour anticiper les conséquences en termes d'équilibre offre-demande.

- Le Groupe mène des actions de coordination en interne et avec les parties prenantes externes relatives aux utilisations de l'eau.
- Un programme nommé ADAPT a été mis en place en France afin de s'assurer de la résilience, dans la durée, des installations de production nucléaires et thermiques du Groupe face au changement climatique. Ce programme prend en compte les enjeux systémiques, les risques et impacts relatifs à l'ensemble des parties prenantes, internes et externes.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles.

c) Principaux risques de transition

En cohérence avec sa raison d'être, les orientations stratégiques du Groupe s'inscrivent dans la transition bas carbone (voir la section 3.1.1.4 « Feuille de route de développement de la production décarbonée du Groupe »).

Dans ce contexte *a priori* favorable et porteur, il existe plusieurs risques de transition :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette stratégie. En particulier, l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone ;
- l'atteinte des objectifs de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la réussite de la fermeture ou de la décarbonation de centrales aux combustibles fossiles et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique ;
- en outre, les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de l'eau, ou dans l'utilisation de ressources rares, etc.) ;
- la publication en mai 2021 du scénario *Net Zero* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) définit 2040 comme nouvelle cible pour décarboner le secteur électrique à 100 % (voire 2035 pour les pays développés). Cette cible a été reprise par de nombreux acteurs, dont Eurelectric, des coalitions d'investisseurs (par exemple IIGCC) ou encore SBTi dans son nouveau standard *Net Zero* paru en octobre 2021. Cela conduit EDF à devoir expliciter les impacts d'un tel scénario pour ses propres activités, alors que le Groupe joue un rôle critique dans l'équilibre offre/demande du système électrique, en particulier en France. Une telle trajectoire de décarbonation à 2040 sur l'ensemble des activités nécessite que certaines conditions soient réunies, notamment concernant la robustesse du prix du CO₂ à long terme ou le soutien à l'ensemble des technologies bas carbone et leurs chaînes de valeur. Sans ces conditions, le Groupe est à risque de devoir remettre en cause certains projets de développement ou de prendre des engagements plus difficiles à tenir, risque sur la profitabilité de l'entreprise (par renoncement à des activités profitables) ;

- la nouvelle directive européenne sur le *reporting* des données extra-financières (directive CSRD, adoptée en novembre 2022) fixe à toutes les entreprises européennes l'objectif d'être alignées avec l'objectif 1,5 °C et d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. L'absence de standardisation dans les labels pose un risque de lisibilité par nos parties prenantes. Le groupe EDF est labélisé 1,5 °C par Moody's (*Net Zero Assessment*) mais encore sur une trajectoire *Well Below* 2°C selon SBTi ;
- des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité ;
- le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone. Le Groupe s'est fixé, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050 puis s'est engagé en 2020 sur une trajectoire de réduction de l'ensemble de ses émissions (scope 1, 2 et 3) à 2030 et sur un plan de transition climatique. Après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO₂ entre 2017 et 2022, le Groupe a pris en 2023 de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen termes pour la décarbonation de son mix électrique. (Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »).
- Déploiement des solutions bas carbone. Le Groupe se mobilise dans le développement des énergies renouvelables en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone.
- Comme étape ultime d'une démarche de contribution à l'atteinte de la neutralité, le Groupe privilégie les projets dits « à émission négative » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050 (voir la section 3.1.1.6 « Contribution aux puits de carbone »).
- Les actions de maîtrise du risque 3A portant sur les évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire consistent en : veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire ; analyse des conséquences potentielles des textes en préparation ; dialogue et argumentation auprès des pouvoirs publics.

e) Actions de maîtrise globale – synthèses et cartographie des risques climatiques

- En 2019, une synthèse sur le changement climatique et ses impacts sur EDF, intégrant la capitalisation de l'ensemble des connaissances acquises par le groupe EDF et ses partenaires scientifiques, a été présentée au Conseil scientifique d'EDF.
- Le Groupe dispose depuis les années 1990 d'une expertise importante en matière climatique, tant dans sa Direction R&D que dans ses centres d'ingénierie. En particulier le service climatique de la R&D est évoqué à la section 3.1.4.1.1 « Une gouvernance récemment renforcée ».
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a été établie en 2019 suivant les recommandations de la TCFD et a été présentée au Comité des risques et de l'audit. Elle s'appuie en particulier sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil scientifique. Les risques climatiques sont identifiés, évalués et actualisés annuellement selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe (résumés dans le présent facteur de risques, et un peu plus détaillés en section 3.1.4.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique »).
- De la cartographie des risques climatiques, est décliné un plan d'action « climat », inclus dans le projet d'entreprise.
- Un audit sur l'adaptation des moyens du groupe EDF au changement climatique a été mené entre octobre 2021 et février 2022. Les recommandations portaient sur trois parties : le pilotage et la coordination de l'adaptation au changement climatique du Groupe, la résilience des actifs à l'horizon climatique et enfin l'adaptation des offres commerciales du Groupe. Un plan d'action a été déployé et suivi dans le cadre de la démarche résilience du Groupe.
- Une présentation au Conseil d'administration a été faite en septembre 2023. Elle portait sur les principales avancées des plans d'action, notamment en termes de gouvernance, de choix de scénarios pour les études climatiques et de complétion des plans d'adaptation des différents métiers du Groupe.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser l'ensemble des salariés sur les enjeux climatiques et de les mobiliser concrètement (voir la section 3.1.4.5 « Implication des salariés et des cadres dirigeants en matière de neutralité carbone »).

2.

5C – Capacité de transformation face aux ruptures

RÉSUMÉ

La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Criticité : ■■■ Intermédiaire

a) Contexte

- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe ayant un impact significatif sur les activités du groupe (SFEC et CRIM) ; accord européen sur les marchés de l'énergie ; projet de dispositif de « protection de consommateurs d'électricité », prévu en France à partir du 1^{er} janvier 2026.
- Consensus de tous les acteurs sur le rôle majeur de l'électricité dans la décarbonation des économies d'ici 2050.
- Hausse significative de la demande d'électricité décarbonée sur toutes les géographies, émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs.
- Crise de l'énergie en 2022 et volatilité des prix d'énergies ; inflation ; tensions sur les matières premières et matières critiques.

- Crise liée à l'aléa industriel corrosion sous contrainte, dans un contexte fragilisé par la crise Covid.
- Évolution du contexte concurrentiel des marchés sur lesquels le Groupe opère, et des nouvelles attentes des clients.
- Tensions géopolitiques.
- Impact du changement climatique sur nos activités.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie, fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international, alors que les règles du jeu évoluent : dispositif de captation des rentes intra-marginales, boucliers tarifaires et amortisseurs, nouvelles règles post-ARENH...

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas atteindre les ambitions stratégiques du groupe. En particulier :

- Risque que les transformations engagées pour faire face aux ruptures soient insuffisantes ou que le modèle du Groupe soit remis en cause. Les conséquences potentielles de ce risque se mesurent en termes :
 - > de financement et de rentabilité (compte tenu du projet de nouvelle organisation du marché de l'électricité prévue en France à partir du 1^{er} janvier 2026) dans le modèle d'activité ;
 - > de non-atteinte des objectifs de décarbonation, de non-atteinte des objectifs de parts de marché ou encore de diminution de marges ;
 - > de dégradation de l'intégration amont/aval ;
 - > de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré ;
 - > de diminution de la capacité à saisir des opportunités nouvelles (mobilité, hydrogène...) et de perdre la position de leader du Groupe dans le domaine énergétique ;
 - > d'incapacité à trouver, dans les filières industrielles concernées, les compétences nécessaires au développement et à la réalisation des projets liés à la transition énergétique.
- Risque que les coûts du nucléaire et leur évolution ainsi que la capacité du Groupe à les financer contraignent le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie.
- Même en cas de transformation bien engagée et de dispositifs contractuels adéquats, le Groupe pourrait ne pas assurer la mise en œuvre de ses projets de décarbonation selon les calendriers prévus et dans des conditions satisfaisantes. Les solutions bas carbone pourraient ne pas complètement répondre dans la durée aux besoins exprimés par les clients et parties prenantes du Groupe avec la rentabilité escomptée.
- Risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante.
- Risque de ne pas atteindre les objectifs de transformation numérique du Groupe, notamment ceux associés aux enjeux du « Numérique responsable » évoqués à la section 3.4.4.

c) Actions de maîtrise

Les actions qui suivent s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et ses engagements RSE, en réponse aux besoins de ses clients et parties prenantes :

- poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture d'électricité bas carbone et services, notamment d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages, production d'électricité bas carbone, solutions de stockage, projets hydrogène bas carbone, solutions de flexibilité, dans une logique de développement durable et de proximité avec les clients et les territoires. Ce développement concerne la France, le Royaume-Uni, l'Italie, la Belgique et les autres pays où le Groupe est présent. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ;
- le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique, le Plan Mobilité électrique, le plan excell, constituent des leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément de ses moyens de production déjà largement décarbonés, notamment éoliens, solaires, hydrauliques et nucléaires (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ») ;
- mise en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions (voir la section 1.2.3 « Faits marquants ») ;
- actions de mobilisation des collectifs de travail au travers de projets de transformation, incluant notamment le projet « travailler autrement, manager autrement » au sein d'EDF.

5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité : ■ ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité. Toute nouvelle réforme des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

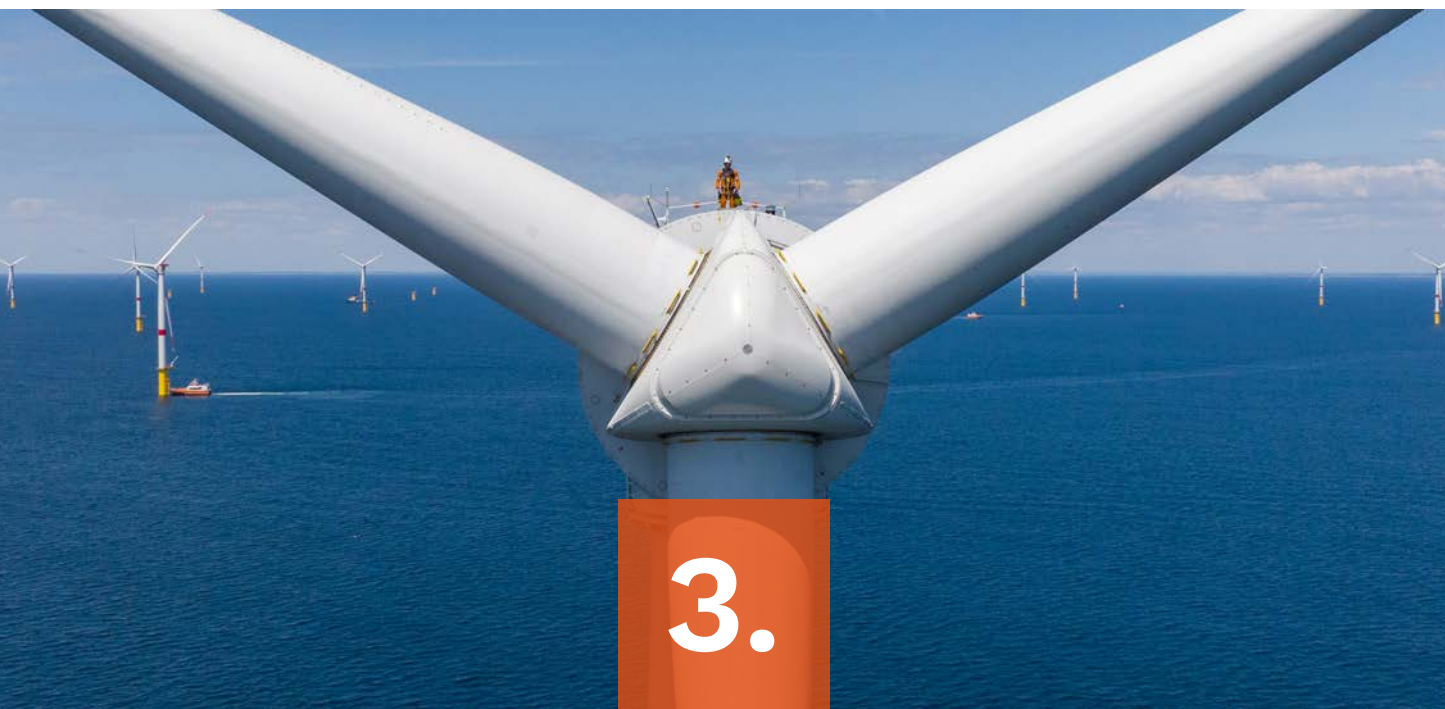
Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles. Ces hypothèses et des règles régissant les prestations pourraient faire l'objet, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc entraîner une augmentation des provisions correspondantes.

Ainsi, toute nouvelle réforme des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe. L'impact de la réforme mise en place par la loi du 14 avril 2023 de financement rectificative de la sécurité sociale, qui comprend des évolutions paramétriques des droits à retraite et la fermeture du régime spécial des IEG pour les personnes recrutées à partir du 1^{er} septembre 2023, est enregistré dans les comptes au 31 décembre 2023 (voir la note 16.1.2 « Réforme des retraites » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

Par ailleurs, des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers pourraient rendre insuffisantes les contributions actuelles du Groupe, eu égard aux engagements correspondants aux fonds de pension au Royaume-Uni.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ses engagements, le Groupe a mis en place des fonds de pension au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements. Au Royaume-Uni, la réforme des pensions menée en 2021 (passage d'un régime à prestations définies à un régime à cotisations définies) et la fusion des trois fonds existants (BEGG, EEGS et EEPs) en un seul fonds (EDFG) à compter du 31 décembre 2021 permettront de limiter les risques futurs.



Performance extra-financière

	Enjeux et engagements de responsabilité sociétale	146	3.6	Méthodologie	242
3.1	Neutralité carbone et climat	150	3.6.1	Principes	242
3.1.1	Trajectoire carbone du Groupe	150	3.6.2	Périmètres 2023	243
3.1.2	Adaptation au changement climatique	161	3.6.3	Précisions sur les informations RSE	243
3.1.3	Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants	164	3.7	Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant	249
3.1.4	Gouvernance climatique d'EDF	168	3.7.1	Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU	249
3.2	Préservation des ressources de la planète	176	3.7.2	Redevabilité au regard des recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement Net Zero des organisations non étatiques (UN HLEG)	249
3.2.1	Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF	176	3.7.3	Conformité aux meilleurs standards internationaux	250
3.2.2	Biodiversité et gestion responsable du foncier	180	3.7.4	Taxonomie européenne	250
3.2.3	Gestion intégrée et soutenable de l'eau	184	3.7.5	Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	273
3.2.4	Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	188	3.7.6	Rapport d'assurance raisonnable d'un des Commissaires aux comptes d'Électricité de France relative à certains indicateurs et KPI de durabilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	276
3.3	Bien-être et solidarités	193	3.8	Plan de vigilance	278
3.3.1	Sûreté, santé et sécurité de tous	193	3.8.1	Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance	278
3.3.2	Éthique, conformité et droits humains	199	3.8.2	Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes	280
3.3.3	Égalité, diversité et inclusion	208	3.8.3	Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance	281
3.3.4	Précarité énergétique et innovation sociale	219	3.8.4	Méthodologie de cartographie des risques du Groupe	282
3.4	Développement responsable	222	3.8.5	Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2023	283
3.4.1	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	222	3.8.6	Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation	284
3.4.2	Développement territorial responsable	225	3.8.7	Système d'alerte du Groupe	289
3.4.3	Développement responsable des filières industrielles	232	3.8.8	Dispositifs de suivi	289
3.4.4	Numérique responsable	234			
3.5	Gouvernance de la RSE	237			
3.5.1	Politiques Groupe	237			
3.5.2	Instances de gouvernance de la RSE	237			
3.5.3	Dialogue social	238			
3.5.4	Levers de transformation	239			

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale

En cohérence avec la raison d'être d'EDF, sa stratégie, son modèle d'affaires et les facteurs de risques associés ⁽¹⁾, le chapitre 3 détaille les enjeux, engagements, politiques, actions et résultats du groupe EDF en matière de performance extra-financière.

Les 16 enjeux RSE prioritaires

Les enjeux RSE prioritaires du groupe EDF fondent l'action que, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, il mène en matière de performance ESG ⁽²⁾. Il s'agit de sujets de durabilité à enjeu, c'est-à-dire présentant des impacts, des risques et/ou des opportunités pour le Groupe et ses parties prenantes. Pour les cartographier, EDF s'appuie depuis huit ans sur une analyse de matérialité. Cette analyse permet d'identifier, sélectionner et hiérarchiser les principaux enjeux de durabilité, par le croisement du point de vue des parties prenantes externes avec celui du Groupe.

Face aux évolutions de contexte, la première analyse de matérialité a été réalisée en 2014, puis révisée en 2018. L'analyse a été réalisée avec l'appui d'un cabinet d'expertise et adossée aux standards internationaux sur la base d'études documentaires, d'entretiens et d'ateliers conduits auprès d'une centaine de personnes représentatives de la cartographie des parties prenantes du Groupe ⁽³⁾. Les parties prenantes externes comptaient des personnalités qualifiées reconnues à l'échelle internationale aussi bien que des représentants des principales parties prenantes du Groupe (autorités, administrations, actionnaires, banques, clients, partenaires, sous-traitants, fournisseurs, ONG, etc.). À l'interne, des membres du Comité exécutif ont été associés au processus d'élaboration, ainsi que des cadres dirigeants et managers issus des principales directions et filiales du Groupe.

Les conclusions ont été validées par le Directeur Exécutif en charge de l'Innovation, la Responsabilité d'Entreprise et la Stratégie. En 2019, le Conseil Développement Durable ⁽⁴⁾ s'est réuni sur le thème de l'analyse de matérialité du Groupe et, au vu des meilleures pratiques de place, a proposé une réduction du nombre d'enjeux.

Le 7 mai 2020, EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale des actionnaires à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise : « construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Plus de 4 000 salariés ⁽⁵⁾ ont contribué à son élaboration. En accord avec le Conseil Développement Durable d'EDF, les 16 sujets RSE à enjeux sont hiérarchisés et regroupés en quatre enjeux clés, en miroir des quatre enjeux sur lesquels repose la raison d'être d'EDF :

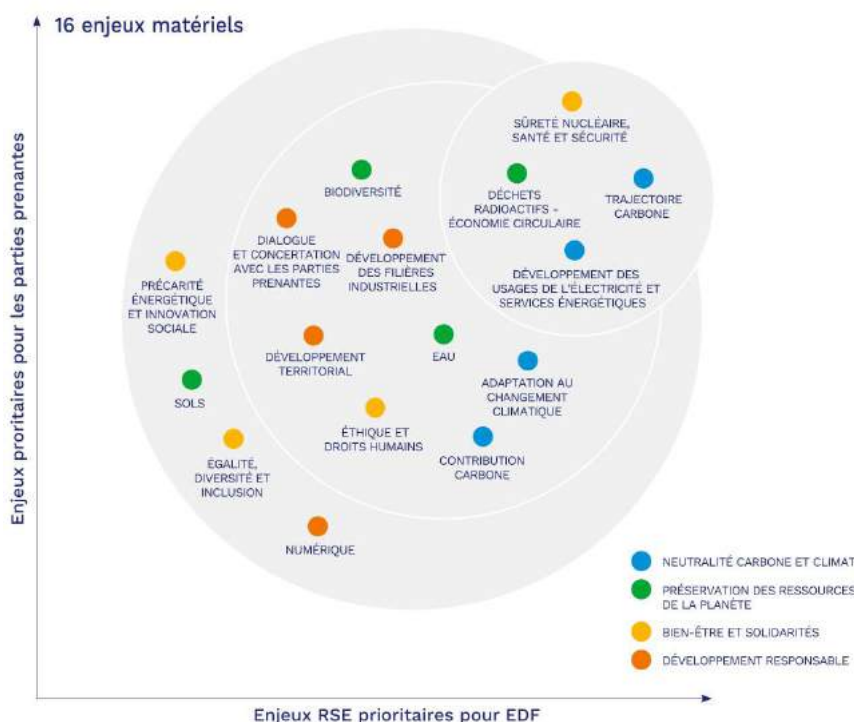
Neutralité carbone et climat

Préservation des ressources de la planète

Bien-être et solidarités

Développement responsable

La matrice de matérialité du groupe EDF reste inchangée depuis 2020, la formalisation des enjeux RSE prioritaires étant cartographiée comme suit :



Il est prévu que l'analyse de matérialité soit révisée en 2024 pour l'arrivée de la CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive), en suivant le processus imposé par les normes ESRS (European Sustainability Reporting Standards).

- (1) Concernant la raison d'être d'EDF : voir l'introduction de l'URD ; concernant la stratégie du groupe EDF, voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ; concernant le modèle d'affaires du groupe EDF : voir la section 1.1 et la section 1.4 ; concernant les facteurs de risques du groupe EDF : voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».
- (2) Mesurer la performance ESG d'une entreprise consiste à évaluer son degré de prise en compte, dans sa stratégie et sa gestion, des impacts Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Elle se fonde sur des critères environnementaux, sociaux et de gouvernance qui structurent l'analyse de la performance extra-financière de l'entreprise.
- (3) Pour un développement détaillé des diverses étapes méthodologiques de son élaboration, voir la section 3.6 « Méthodologie ».
- (4) Devenu en 2021 Conseil des parties prenantes du groupe EDF ; voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes ». La matrice de matérialité est restée stable en 2021, 2022 et en 2023.
- (5) Au travers des dialogues « Parlons énergie », voir la section 3.4.1.1.2 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe ».

Focus sur les enjeux nucléaires

Plusieurs des enjeux les plus matériels du Groupe ont trait au nucléaire, à l'optimisation de ses impacts positifs et à la réduction de ses impacts négatifs. Ci-dessous quelques éléments significatifs, par ailleurs développés dans le cœur de la déclaration de performance extra-financière (DPEF).

	2021	2022	2023	§ DPEF
Contribution à l'atténuation du changement climatique				
Études ACV (analyse du cycle de vie) des activités de production nucléaire (<i>en gCO₂/kWh</i>)	-	4	4	3.1.1.2.1.2
Adaptation des installations nucléaires				
Démarche ADAPT et plan d'action CEMA : taux de « monographies » territoriales réalisées (cible 100 % en 2025)	-	8	33	3.1.2.4
Sûreté nucléaire				
Événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES * (<i>en nombre</i>)	1	0	0	3.3.1.1
Déchets radioactifs solides				
France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue (<i>en m³</i>)	287	225	261	3.2.4.1
Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués (<i>en m³</i>)	471	498	474	3.2.4.1

* International Nuclear Event Scale, échelle internationale à sept niveaux.

Les 16 engagements RSE du Groupe

Pour chacun des 16 enjeux RSE, le Groupe a formulé un engagement RSE correspondant. Il est déployé sous forme de politiques et d'actions opérationnelles visant, d'un point de vue environnemental, social et sociétal, à minimiser les impacts négatifs et à maximiser les impacts positifs de chacun des enjeux ⁽¹⁾.

La cartographie suivante liste ces 16 engagements RSE. Elle indique, pour chacun d'entre eux, les risques de durabilité tels qu'issus de la

cartographie des risques majeurs du Groupe, sa contribution aux Objectifs de Développement Durable de l'ONU, et la mesure de performance associée ⁽²⁾.

La performance extra-financière du Groupe est une composante de la performance du Groupe. Elle est au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Pour une transition énergétique juste et inclusive

La raison d'être d'EDF repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et

inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site edf.fr ⁽³⁾.

(1) Le groupe EDF considère que les informations relatives aux actions visant à promouvoir le lien Nation-armée et à soutenir l'engagement dans les réserves, à la lutte contre le gaspillage alimentaire, à la lutte contre la précarité alimentaire, et pour une alimentation responsable, équitable et durable ne sont pas pertinentes au regard de ses enjeux.

(2) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

(3) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf

3. Performance extra-financière

Méthodologie et lien avec d'autres documents publics

La méthodologie des indicateurs cités dans la déclaration de performance extra-financière (DPEF) est précisé en section 3.6 section « Méthodologie ».

Le « Pack ESG », document public primé aux *Finance Transformation Awards*, détaille et regroupe l'ensemble des indicateurs de durabilité du groupe EDF ⁽¹⁾. Le rapport Impact du groupe EDF est un document public inspiré des lignes directrices de l'*Impact Management Project* (IMP). Il montre comment le Groupe vise à maximiser ses impacts positifs au service de la transition énergétique et à minimiser ses impacts négatifs.

Les 16 engagements RSE du Groupe

Risques extra-financiers majeurs issus de la cartographie des risques Groupe	Engagements RSE	Contribution aux ODD
NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT		
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (5B)	Trajectoire carbone ambitieuse	 
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (5B)	Contribution carbone	 
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques physiques (5B)	Adaptation au changement climatique	 
Capacité de transformation face aux ruptures - Transformation à l'aval (5C)	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	 
PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE		
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (1I)	Biodiversité	   
Risques liés à la maîtrise des grands projets - Risque de conflit d'usage dans l'utilisation du foncier (1A) / Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité - Risque de pollution des sols (1I)	Gestion responsable du foncier	 
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité - risque de pollution de l'eau (1I) / Risque d'adaptation au changement climatique - risque de conflit usage (5B)	Gestion intégrée et durable de l'eau	     
Risques liés à la maîtrise du traitement des déchets radioactifs et au démantèlement des installations nucléaires (2A)	Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	   
BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉS		
Risque d'atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation (2C) / Risque d'atteinte à la sûreté hydraulique (1F) / Risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail - salariés et prestataires (1D)	Sûreté, santé et sécurité de tous	  
Risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (3D) / Risques liés au devoir de vigilance : risques liés aux chaînes d'approvisionnement (1E) et à la maîtrise des grands projets (1A)	Éthique, conformité et droits humains	   
Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (5A)	Égalité, diversité et inclusion	 
Risque lié à l'évolution des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe - risque de compensation insuffisante des missions d'intérêt général (3A)	Précarité énergétique et innovation sociale	 
DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE		
Risques liés à la maîtrise des grands projets - dimension concertation parties prenantes et acceptabilité (1A)	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	 
Risques liés à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles - démarche achat responsable (1E) / Risque de maîtrise des grands projets - développement territorial des projets (1A)	Développement territorial responsable	     
Risque de maîtrise des grands projets (1A) - Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (5A) - Risques liés aux compétences de la filière nucléaire et actions de renforcement associées (5A)	Développement des filières industrielles	 
Capacité de transformation face aux ruptures - transformation numérique (5C)	Numérique responsable	 

* Changement de périmètre : ajout d'une nouvelle entité en 2023 (Framatome).

** Donnée calculée en 2021 pour EDF et Dalkia, sur un périmètre de services plus restreint.

*** Donnée calculée sur la base des engagements nature 2020-2023.

**** Indicateur calculé à partir d'une moyenne sur les cinq dernières années.

✓ Valeur 2023 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PricewaterhouseCoopers Audit.

(1) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg

Politique, actions, résultats	Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif	2021	2022	2023
Section 3.1.1	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO ₂ dues à la production d'électricité et de chaleur ✓	Groupe	gCO ₂ /kWh	30 en 2030	48	50	37
Section 3.1.1.6	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone	Groupe	%	100 en 2023	50	50	100
Section 3.1.2	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Groupe	%	100 en 2023	47	100	100*
Section 3.1.3	Émissions de CO ₂ évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Groupe	Mt	> 30 en 2030	4,4**	11,4	12,4
Section 3.2.2	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4nature international (2023-2025)	Groupe	%	100 en 2025	67***	89***	43
Section 3.2.2	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier	Groupe	%	100 en 2026	20	40	60
Section 3.2.3	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc ✓	Groupe	l/kWh	< 0,95****	0,86****	0,83****	0,83****
Section 3.2.4	Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	> 90	92,7	88,4	85,3
Section 3.3.1	LTIR Global	Groupe	Ind	< 1,8 en 2023	2,1	1,9	1,7
Section 3.3.2	Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement	Groupe	%	100	-	100	100
Section 3.3.3	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Groupe	%	33 en 2026	29,8	30,8	31,7
Section 3.3.4	Actions de conseils effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie	EDF	Nb	600 000 à 1 000 000	642 482	476 638	390 376
Section 3.4.1	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Groupe	%	100	100	100	100
Section 3.4.2	Taux annuel d'achats à des PME en France	EDF et Enedis	%	22 à 26	24,9	23,2	22,7
Section 3.4.3	Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)	EDF	%	100 en 2023	28,6	71,4	100
Section 3.4.4	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	EDF	%	100 en 2024	18,8	52,5	93

3.1 Neutralité carbone et climat

La mobilisation du Groupe et sa redevabilité sur ses engagements de réduction d'émissions de CO₂

Dans le premier volet de son 6^e rapport d'évaluation paru en août 2021 ⁽¹⁾, le groupe d'experts intergouvernementaux sur le changement climatique (GIEC) a établi que le réchauffement de l'atmosphère, de l'océan et des terres émergées observé depuis 1750 est causé « sans équivoque » par les activités humaines. Confirmant les conclusions du rapport spécial 1,5 °C ⁽²⁾ de 2018, le GIEC appelle à réduire rapidement, durablement et de manière forte, les émissions de CO₂ ainsi que les autres gaz à effet de serre ; et à atteindre des émissions nettes nulles de CO₂ anthropique afin de stabiliser l'augmentation de la température mondiale induite par l'homme.

Le groupe EDF s'engage et entend prendre toute sa place dans la lutte contre le dérèglement climatique. Il a aligné ses ambitions sur l'Accord de Paris pour le climat dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel.

La trajectoire de réduction d'émissions de CO₂ du Groupe, renforcée en 2023, a été validée selon plusieurs standards (notamment Moody's, SBTi et TPI). Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) ⁽³⁾.

La stratégie climatique d'EDF, alignée avec les orientations stratégiques du Groupe, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de contribution aux puits de carbone, l'adaptation au changement climatique et le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants. Ces engagements, associés au renforcement de la gouvernance climatique du Groupe, forment le plan de transition climatique du groupe EDF qui a été adopté lors de l'Assemblée générale des actionnaires de mai 2022 par une majorité de 99,87 % des voix.

Le groupe EDF s'inscrit dans une démarche de redevabilité axée sur les 10 recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement *Net Zero* des organisations non étatiques (UN HLEG) ⁽⁴⁾.

(1) *Changement climatique 2021 : les éléments scientifiques. Contribution du Groupe de travail I au sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*, août 2021.

(2) *Impacts du réchauffement planétaire de + 1,5 °C et trajectoires d'émissions mondiales de gaz à effet de serre associées – rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*, octobre 2018.

(3) Voir aussi le communiqué de presse d'EDF du 10 décembre 2020 « Cinquième anniversaire de l'accord de Paris : EDF relève son ambition et prend de nouveaux engagements pour le climat ».

(4) Report from the United Nations High-level Expert Group on the net zero emissions commitments of non-state entities, integrity matters : net zero commitments by businesses, financial institutions, cities and regions (2022) : un.org/sites/un2.un.org/files/high-level_expert_group_n7b.pdf

37 gCO₂/kWh

Intensité carbone

100 %

Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone

100 %

Taux de déploiement des plans d'adaptation au changement climatique

12,4 Mt

Émissions de CO₂ évitées

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe

EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO₂

Les technologies de production d'électricité peuvent être classées en deux catégories selon le GIEC :

- les technologies dites décarbonées, c'est-à-dire sans émission directe ⁽¹⁾ de CO₂ (comme l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien et le solaire) ; et
- les technologies dites carbonées, c'est-à-dire basées sur des combustibles fossiles (comme le gaz ou le charbon) sans dispositif de captage et de séquestration du carbone et générant donc des émissions directes de CO₂.

Selon le dernier classement annuel de Enerdata ⁽²⁾, et du fait notamment de l'importance de son parc de production nucléaire et hydraulique, le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO₂.

3.1.1.1 Politique du Groupe

3.1.1.1.1 Une ambition « Zéro émission nette »

En accord avec sa raison d'être visant à construire un avenir énergétique neutre en CO₂, le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre le « Zéro émission nette » (ou « Net Zero ») sur l'ensemble de ses activités d'ici 2050.

Cet objectif couvre les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) ⁽³⁾ et sur l'ensemble des régions géographiques ⁽⁴⁾.

(1) Cela n'inclut pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.

(2) Il s'agit du *benchmark* annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/

(3) Pour la définition des 3 scopes, voir la section 3.6.3.4 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».

(4) Pour les précisions sur le périmètre retenu, voir la section méthodologique 3.6.3.4 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».

Net Zero à 2050	Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi-nulles d'ici 2050
	Réduction d'au moins 90 % des émissions directes et indirectes ⁽¹⁾
	Neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité ⁽²⁾

3.1.1.1.2 Des objectifs de réduction court et moyen termes

Le groupe EDF établit et revoit régulièrement ses objectifs court et moyen termes sur les émissions directes et indirectes du Groupe et les traduit en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir la section 3.1.4 « Gouvernance climatique d'EDF »).

En conformité avec les recommandations du Groupe d'Experts de Haut Niveau sur les engagements *Net Zero* mis en place par les Nations Unies, ces objectifs s'entendent en dehors de tout recours à la compensation carbone volontaire.

3.1.1.1.2.1 Scope 1 et intensité carbone

En novembre 2023, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de ses émissions directes ⁽³⁾ de gaz à effet de serre. Ceux-ci renforcent le niveau d'ambition que le Groupe s'était fixé fin 2020 pour les émissions absolues de scope 1 et l'intensité carbone en 2030. Ils le complètent en fixant un jalon 2025 et 2035 pour les émissions de scope 1 et un jalon 2035 pour l'intensité carbone.

Objectifs à 2025	Réduction de 60 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1, soit 20 MtCO ₂
Objectifs à 2030	Réduction de 70 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1, soit 15,5 MtCO ₂
	Intensité carbone de 30 gCO ₂ /kWh
Objectifs à 2035	Réduction de 80 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1, soit 10,5 MtCO ₂
	Intensité carbone de 22 gCO ₂ /kWh

Pour les détails méthodologiques, voir la section 3.6.3.4 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».

3.1.1.1.2.2 Scope 3

Le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions indirectes du scope 3 à 2030, à la fois sur l'ensemble du scope 3 et spécifiquement sur la partie du scope 3 associée aux ventes de gaz à ses clients finals (voir objectif SBTi).

Objectifs à 2030 ⁽⁴⁾	Réduction de 28 %, comparé à 2019, de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030

3.1.1.1.2.3 Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe

En février 2024, le niveau d'ambition des objectifs de réduction d'émissions du Groupe présentés dans les paragraphes précédents a été évalué par Moody's comme s'inscrivant dans une trajectoire d'émissions en ligne avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C ⁽⁵⁾.

Les objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 que le Groupe s'était fixés en 2020, avaient été validés en décembre 2020 comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets (SBTi)* ⁽⁶⁾ selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique ⁽⁷⁾.

Ces objectifs se déclinent ainsi :

Objectifs SBTi à 2030 ⁽⁸⁾	Réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (<i>i.e.</i> non produite) pour être vendue à des clients finals.
	Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals (scope 3).

Le Groupe considère que les nouveaux objectifs annoncés en novembre 2023 sur le scope 1 et ceux déjà validés par le label SBTi à 2030 positionnent EDF sur une trajectoire alignée avec l'ambition 1,5° C. C'est d'ailleurs ce qui a été reconnu par Moody's. Le Groupe a choisi de ne pas soumettre ses nouveaux objectifs à SBTi sans évolution de leur méthodologie qui en l'état pénalise des acteurs déjà fortement décarbonés comme EDF.

(1) Par rapport à l'année de référence utilisée pour la définition des objectifs 2030.
(2) Neutralisation après 2030 uniquement, en lien avec les principes définis dans le rapport du groupe d'experts de haut niveau des Nations Unies sur les engagements *Net Zero* des entités non étatiques (novembre 2022).
(3) Les émissions indirectes du scope 2 représentant moins de 0,3 % du bilan de gaz à effet de serre du Groupe, elles ne font pas l'objet des nouveaux objectifs.
(4) Pour les détails méthodologiques, voir la section 3.6.3.4 "Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF".
(5) Pour plus de détail, voir le rapport d'évaluation « *Net Zero Assessment* » de Moody's : https://www.moody's.com/researchdocumentcontentpage.aspx?docid=PBC_1395660
(6) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Resources Institute et World Wild Fund.
(7) *Setting 1,5 °C aligned science-based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.
(8) Pour les détails méthodologiques, voir la section 3.6.3.4 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».

3.1.1.2 Les résultats du Groupe

Les résultats du Groupe en matière climatique ont été obtenus en 2023 dans un contexte marqué par la guerre en Ukraine, les menaces sur l'alimentation en gaz et en pétrole, et la résolution de la crise dite CSC (corrosion sous contrainte) qui a pénalisé la production nucléaire.

3.1.1.2.1 La performance carbone au service du climat

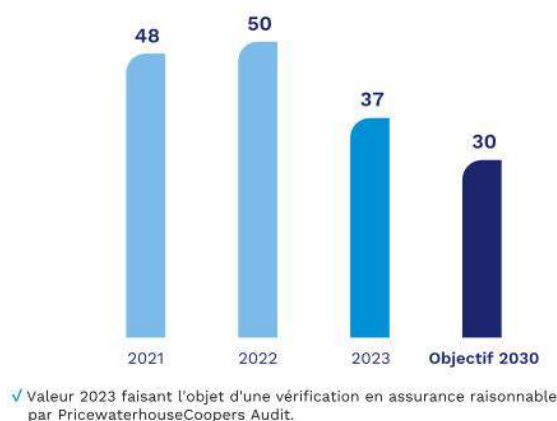
3.1.1.2.1.1 L'intensité carbone

L'intensité carbone du Groupe constitue l'indicateur clé de performance du Groupe s'agissant de sa trajectoire carbone.

Indicateur clé de performance du Groupe

L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF est plus de six fois inférieure à la moyenne européenne (251 gCO₂/kWh ⁽¹⁾) et plus de douze fois inférieure à la moyenne mondiale (460 gCO₂/kWh ⁽²⁾).

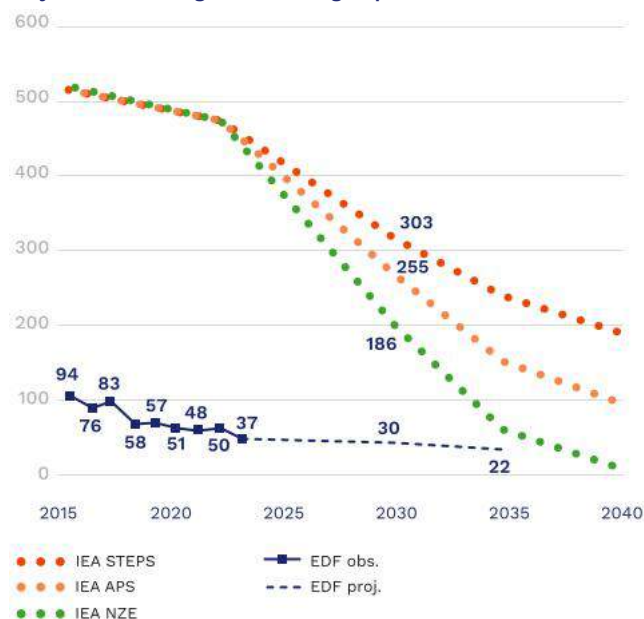
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur (en gCO₂/kWh) ✓



(1) Valeur 2022, EU-27, Agence européenne de l'environnement, Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe, octobre 2023.

(2) Valeur 2022, Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2023.

Trajectoire CO₂ en gCO₂/kWh du groupe EDF



Les scénarios STEPS, APS et NZE sont les trois scénarios mondiaux considérés par l'AIE dans le World Energy Outlook 2023. Le scénario STEPS (Stated Policies Scenario) est le scénario tendanciel, conduisant à un réchauffement de 2,4 °C en 2100. Le scénario APS (Announced Pledges) correspond à la mise en œuvre de tous les engagements climat pris par les pays, conduisant à un réchauffement estimé à 1,7 °C. Le scénario NZE (Net Zero Emission) est le scénario le plus ambitieux, permettant de limiter le réchauffement 1,6 °C autour de 2040 avant de revenir à 1,4 °C en 2100.

L'intensité carbone du groupe EDF est en forte baisse en 2023 (- 26 % vs 2022).

Cette diminution traduit la baisse significative des émissions directes du Groupe (- 20,6 %), ainsi que la hausse de la production

décarbonée (i.e. sans émission directe de CO₂) principalement due au rebond de la production nucléaire française (+ 15 %).

Comme le montre le graphique ci-contre, la trajectoire de réduction de l'intensité carbone du groupe EDF s'inscrit complètement dans le scénario 1,5 °C issu des travaux du GIEC, scénario qui repose sur une intensité carbone moyenne pour le secteur électrique de 100 gCO₂/kWh en 2030.

La trajectoire carbone du groupe EDF a été reconnue comme alignée 1,5 °C par Moody's début 2024. Le groupe EDF a également engagé des discussions avec SBTi pour faire reconnaître sa trajectoire alignée avec l'objectif de 1,5 °C. Cependant, la méthodologie sectorielle utilisée par SBTi, qui revient à fixer une cible de réduction en intensité carbone identique pour tous les électriciens (environ - 77 % entre 2017 et 2030) quelle que soit leur intensité carbone initiale, pénalise les acteurs déjà bien avancés dans leur décarbonation ⁽¹⁾.

3.1.1.2.1.2 Émissions évitées de la production d'électricité

En prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse) et en prenant en compte les émissions directes et indirectes de la production d'électricité, la production d'électricité du groupe EDF en 2023 à l'échelle mondiale a permis d'éviter 92 MtCO₂.

Cette performance est en partie due à la très faible intensité carbone du parc nucléaire en exploitation d'EDF sur le sol français, évaluée à 4 gCO₂ par kWh selon une Analyse du Cycle de Vie (ACV) menée par la R&D d'EDF sur la base des données 2019 ⁽²⁾. Publiée en 2022, elle a suivi strictement les normes ISO 14040 et ISO 14044 et a fait l'objet d'une revue critique par un panel d'experts indépendants. La méthode repose sur l'inventaire des flux de matière et d'énergie pour les différentes phases du cycle de vie du produit, de l'extraction des matières premières jusqu'à la gestion des déchets.

(1) Ce point est d'ailleurs reconnu par la TCFD (TCFD, « Measuring Portfolio Alignment », octobre 2021) et le GFANZ (GFANZ, « Measuring Portfolio Alignment », août 2022) qui déconseillent explicitement cette approche dite de contraction uniforme pour apprécier l'alignement des portefeuilles investisseurs.

(2) Étude R&D publiée en juin 2022 : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-08/edfgroup_acv-4_synthese-etude_20220823.pdf

3.1.1.2.2 La performance climat au service de la performance intégrée

EDF défend une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par le rapprochement des indicateurs financiers et RSE.

Émissions ramenées au chiffre d'affaires

EDF considère que cet indicateur ne reflète correctement la performance intégrée qu'à la condition de prendre en compte toutes les émissions directes et indirectes (scope 1,2,3). Depuis 2021, ce ratio a diminué de 57 %. En 2023, il s'établit à 656 tCO₂e par million d'euros de chiffre d'affaires.

Émissions/CA	Unité	2021	2022	2023
Scopes 1,2,3	tCO ₂ e	129 474 942	120 123 567	91 644 836
Chiffre d'affaires du Groupe	M€	84 461	143 476	139 715
Scopes 1,2,3/Chiffre d'affaires du Groupe	tCO ₂ e/M€	1 533	837	656

3.1.1.2.3 Synthèse du bilan gaz à effet de serre (GES) du Groupe

Le tableau suivant présente l'évolution du bilan GES du Groupe pour les années 2021 à 2023.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF (en MtCO ₂ e)	2021	2022	2023
Émissions du scope 1 ✓	27	24	19
Émissions du scope 2	0,3	0,4	0,3
Émissions du scope 3	102	96	72

✓ Indicateur 2023 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PricewaterhouseCoopers Audit.

Le tableau suivant présente les 3 postes du scope 3 les plus significatifs :

Postes significatifs du scope 3 (en MtCO ₂ e)	2021	2022	2023
Émissions liées aux achats d'électricité pour revente aux clients finals (hors émissions amont)	17	18	7
Émissions liées à la combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	45	41	35
Émissions des scopes 1 et 2 des actifs mis en équivalence (investissements)	10	8	7

Le bilan GES détaillé du groupe EDF est publié sur le site [edf.fr](https://www.edf.fr) ⁽¹⁾.

L'empreinte carbone du groupe EDF (ensemble des scopes cumulés) continue de diminuer en 2023, avec une réduction de 28 MtCO₂e, soit 24 % de baisse par rapport à 2022. Il convient de noter la mise à jour du facteur d'émission associé au gaz naturel, qui a un impact à la hausse sur le bilan 2023, principalement sur le scope 3 du Groupe. Les bilans 2021 et 2022 représentés ci-dessus n'ont pas été recalculés à l'aune de cette nouvelle valeur du facteur d'émission.

- La baisse des émissions directes du groupe EDF (scope 1) par rapport à 2022 est de 5 MtCO₂e, soit une réduction de 21 %. Cette performance est liée à une plus faible sollicitation des moyens de production carbonés en raison notamment d'une plus forte production décarbonée (nucléaire et renouvelable)

en 2023, mais également à la décarbonation du parc de production du Groupe (arrêt définitif de tranches charbon au Royaume-Uni, conversion du fioul en biomasse à La Réunion et arrêt de certaines centrales cogénération au gaz de Dalkia).

- La baisse des émissions indirectes du groupe EDF (scope 3) se poursuit en 2023 (- 24 % par rapport à 2022). Cette baisse résulte de la stratégie de réduction des émissions mise en œuvre par le Groupe, notamment sur ses activités de commercialisation d'électricité et de gaz en Amérique du Nord (cession fin novembre 2022 des activités électricité et gaz de détail d'EDF Trading North America) ou sur ses actifs non contrôlés (cession de la participation du Groupe dans le CCG (Cycle combiné gaz) de Sloe aux Pays-Bas au 1^{er} trimestre 2023).

Le tableau suivant présente l'avancement de la trajectoire du groupe EDF vers l'atteinte de ses objectifs 2030, validés par SBTi :

Indicateurs SBTi	2021	2022	2023	Cible 2030 validée par SBTi
Taux de réduction des émissions associées à la vente d'électricité (émissions des scopes 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée pour être vendue à des clients finals, année de référence 2017)	- 28 %	- 33 %	-57 %	- 50 %
Taux de réduction des émissions associées à la vente de gaz (émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals, année de référence 2019)	- 24 %	- 32 %	-41 %	- 28 %

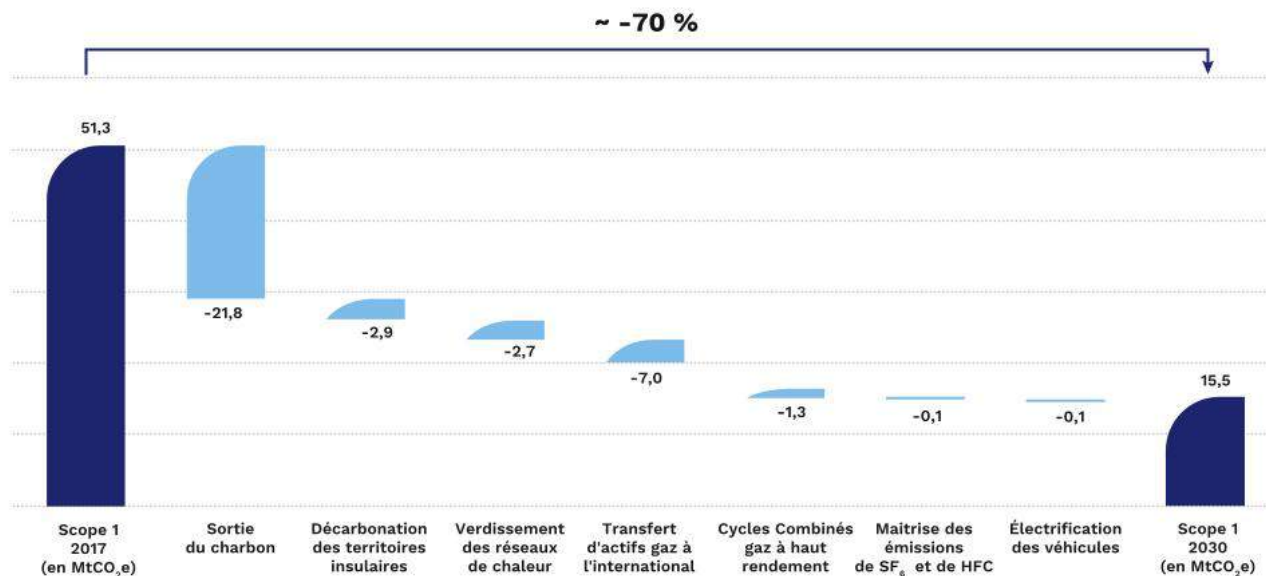
La trajectoire de réduction d'émission du groupe EDF (émissions directes et indirectes) est non seulement en ligne avec l'atteinte des objectifs 2030 validés par SBTi en décembre 2020, mais s'avère même plus rapide.

(1) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/

3.1.1.3 Feuille de route de réduction des émissions directes de GES du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre qu'il s'est fixés (voir la section 3.1.1.1 « Politique du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'action qui s'inscrit dans la stratégie du Groupe ⁽¹⁾. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.4.1 « Organes de gouvernance »).

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des actions menées en vue de réduire les émissions directes (scope 1) de GES du groupe EDF.



Le tableau suivant précise ces actions mises en œuvre par le groupe EDF :

Action *	Description	Section URD
Sortie du charbon	Fermeture (France, UK), cession (Pologne) ou conversion (Cordemais) de l'ensemble des centrales électriques à partir de charbon (et fioul lourd) exploitées par le groupe EDF d'ici 2030.	3.1.1.3.1
Décarbonation des territoires insulaires	Remplacement des fiouls lourd et léger utilisés dans les zones non interconnectées par de la biomasse liquide, en cohérence avec leurs programmations pluriannuelles de l'énergie locale.	3.1.1.3.2
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe par le recours à la biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie ; arrêt de la valorisation énergétique des ordures ménagères municipales par Dalkia.	3.1.1.3.3
Transfert d'actifs gaz à l'international	Transfert des actifs de production d'électricité à partir de gaz naturel construits dans le cadre de contrats de type Build Operate Transfer avec un contrôle opérationnel par EDF au Brésil et au Vietnam ; cession de West Burton B au Royaume-Uni.	3.1.1.3.4
Cycles Combinés gaz à haut rendement	Arrêt des cycles combinés gaz les plus anciens et remplacement par des installations à haut rendement ; réduction de l'appel par le réseau du fait du prix du CO ₂ et de l'injection prioritaire des EnR.	3.1.1.3.4
Maîtrise des émissions de SF₆ et de HFC	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF ₆ issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC issues des climatisations.	3.1.1.3.6
Électrification des véhicules	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100.	3.1.1.3.8

* À noter qu'Enedis expérimente également des groupes électrogènes zéro émission locale (GE ZE), une solution alternative aux groupes électrogènes classiques. Le moteur diesel est remplacé par une batterie ou une pile à combustible à hydrogène dont l'utilisation n'émet localement ni bruit, ni CO₂, ni polluants. Ces GE ZE permettront d'alimenter des clients lors des coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité, tout en réduisant les impacts sur l'environnement et en maintenant la collecte des énergies renouvelables locales raccordées au réseau. Ils contribueront à l'objectif zéro carbone.

Ces actions reposent sur des technologies éprouvées et bénéficient d'une bonne visibilité en termes de conditions économiques et réglementaires.

(1) Voir la section 1.3. « Stratégie et objectifs du Groupe ».

3.1.1.3.1 Une production électrique à base de charbon qui représente moins de 0,1 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture d'un grand nombre de tranches charbon en Europe. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance*⁽¹⁾ qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, dès 2030, dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Le groupe EDF soutient le *Global Coal to Clean Power Transition Statement*⁽²⁾ signé à la COP26. La baisse de la part du charbon dans la production totale observée en 2023 est principalement due à la plus faible sollicitation de ces moyens de pointe en France dans un contexte de détente de l'équilibre offre demande facilitée par un hiver doux,

ainsi qu'à la fermeture de West Burton A et à la hausse de la production totale du Groupe.

Engagement

En 2019, le Groupe s'est engagé à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues. Le Groupe s'est également engagé à ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019.

Fermetures réalisées des tranches charbon exploitées par EDF

82 % des dernières tranches charbon exploitées par le groupe EDF ont été fermées entre septembre 2019 et décembre 2023.

Résultats de la politique de sortie du charbon	
Nombre de tranches charbon mises à l'arrêt depuis 1995	35
Capacités de production d'électricité à partir de charbon retirées depuis 1995 (en GWe)	11,8
Réduction estimée des émissions annuelles (en MtCO ₂ e) *	45
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2023 (en GWe)	1.8
Part de la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon/production totale en 2023 (en %)	0,2
Volume de production d'électricité à partir de charbon (en GWh)	245

* Estimation conservatrice faite en considérant un facteur de charge moyen de 45 % pour les centrales charbon.

Compléments

45 Mt de réduction d'émissions de CO₂e

Cette politique de sortie du charbon a permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 45 MtCO₂e.

Un fonctionnement encadré et limité à terme

La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon ne représente que 0,2 % de la production totale du groupe EDF en 2023. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie⁽³⁾.

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées par EDF

Depuis avril 2021, le groupe EDF n'exploite plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). L'arrêt définitif de la centrale de Cordemais, initialement envisagé en 2022, a été reporté compte tenu des besoins exprimés par RTE dans ces derniers bilans prévisionnels⁽⁴⁾. Un projet de conversion partielle à la biomasse a par ailleurs été engagé. Voir la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique ».

Cas des chaudières fioul lourd de forte puissance

En parallèle de la fermeture des chaudières charbon, le groupe EDF a fermé l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance entre 2000 et 2018, représentant une capacité installée de 6,8 GWe. Ces chaudières fioul, d'une capacité unitaire comprise entre 250 et 700 MWe, étaient maintenues en fonctionnement uniquement pour les pointes de production électrique.

Un accompagnement des fermetures

Les fermetures sont toutes accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales. Voir la section 3.4.3.3.1 « Activités ou territoires en décroissance ».

3.1.1.3.2 Transition énergétique des territoires insulaires

La Corse et les Outre-mer, en tant que zones non interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) spécifiques, qui leur fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050).

Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC), jouent historiquement un rôle important dans ces zones. Elles contribuent à la sûreté du système électrique, à la production d'électricité de certains territoires, permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent renouvelers aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production.

(1) poweringpastcoal.org/members

(2) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/

(3) Le Conseil constitutionnel exige que la hausse du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile réponde à une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement en électricité (Décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).

(4) Selon le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE en 2021, le maintien de la centrale de Cordemais à l'horizon 2024-2026 offre une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville.

Pour décarboner la production électrique dans les ZNI, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

Substitution du fioul

Substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide entre 2023 et 2028 dans les centrales thermiques existantes exploitées par EDF SEI ⁽¹⁾ et EDF PEI ⁽²⁾, en cohérence avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) des différents territoires.

Ainsi, l'année 2023 a vu la centrale PEI de Port Est à La Réunion être convertie aux bioliquides, ce qui permet à EDF de rendre son mix de production réunionnais 100 % renouvelable ⁽³⁾.

Arrêt des TAC et moteurs les plus anciens

Arrêt progressif des moteurs et TAC fioul les plus anciens, au fur et à mesure de l'arrivée des nouveaux moyens de production moins émetteurs. Ainsi, en vue du remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes, un projet de centrale fonctionnant à la biomasse liquide est développé par EDF PEI au Larivot en Guyane. Le fonctionnement à la biomasse liquide de la nouvelle centrale a été inscrit dans la PPE de Guyane en août 2021.

Systèmes de management de l'énergie

Mise en place volontaire d'un système de management de l'énergie (certification ISO 50001) sur sept des huit sites de production thermique les plus importants de SEI et d'actions d'optimisation du rendement des installations et d'efficacité énergétique d'EDF PEI.

Projets 100 % EnR

Le développement de projets 100 % EnR pour les microréseaux isolés (ex : dans les communes de l'intérieur en Guyane, Mafate à la Réunion). D'autres actions sont mises en œuvre par EDF dans les îles, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eaux solaires, isolants, brasseurs d'air...), les projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, le développement de solutions technologiques pour améliorer l'intégration des EnR intermittentes sur le réseau (ex : batteries, compensateurs synchrones, *Energy Management System*...) (voir la section 1.4.4.3 « Systèmes énergétiques insulaires »).

3.1.1.3.3 Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est un des leaders des services énergétiques en France. Dalkia s'est fixé l'objectif d'atteindre un taux d'énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) dans ses réseaux de chaleur en France de 65 % à l'horizon 2026. Ce taux est de 64,5 % en 2023 ⁽⁴⁾.

Cet engagement se traduit notamment par le développement de l'utilisation de la biomasse, de la valorisation des déchets, de la récupération de chaleur fatale, de la géothermie et de la thalassothermie. Pour plusieurs illustrations, voir la section 3.1.3.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

À l'échelle mondiale, le charbon représente 2,01 % de la production de chaleur de Dalkia en 2023, qui n'utilise plus ce combustible dans la production de chaleur en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le recours aux énergies renouvelables et aux prestations d'efficacité énergétique permet à Dalkia de réduire les émissions de gaz à effet de serre de ses clients et a permis d'éviter 4,3 MtCO₂e en 2023 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

3.1.1.3.4 Décarbonation des moyens flexibles de production d'électricité

3.1.1.3.4.1 Le rôle des activités gazières

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF en relatif à la faiblesse de ses émissions directes, à travers notamment trois activités : la production d'électricité à partir de gaz naturel, la production de chaleur à partir de gaz naturel et la vente de gaz naturel à des clients finals.

Parce qu'il est environ deux fois moins émetteur de CO₂ que le charbon, et qu'il permet de produire une électricité pilotable, le gaz naturel peut être amené à jouer un rôle dans la transition énergétique de certains pays.

Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO₂ mais aussi à rendre plus de services au système électrique. Par exemple, la révision approfondie du cycle combiné gaz de Ringvaart, associée à une amélioration du rendement de cette centrale située au nord de Gand (Belgique), permet une diminution de 3 500 tonnes de CO₂ par an, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement ;
- l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de l'objectif de neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050 ;
- le Groupe s'engage dans le développement de nouveaux projets gaz (cycle combiné gaz – CCG), uniquement si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO₂ (voir le chantier « thermique décarboné » du groupe EDF ci-après) ;
- dans ses activités de fourniture de gaz, le groupe EDF accompagne ses clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles lorsqu'elles sont accessibles (électricité bas carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable...) ;
- enfin, le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée.

3.1.1.3.4.2 Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF

Le Chantier Stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a pour objectif d'identifier les différents dispositifs ou techniques de décarbonation pour les moyens de production thermique (chaudières, cycles combinés, turbines à combustion, moteurs) qui fonctionnent classiquement avec des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et fioul). L'identification de ces techniques de décarbonation doit permettre la construction de moyens neufs thermiques décarbonés en réponse aux appels d'offres ou enchères de capacité émis par les gestionnaires de réseaux.

(1) EDF SEI : EDF Systèmes énergétiques Insulaires.

(2) EDF PEI : EDF Production électrique insulaire.

(3) Production hors TAC (turbines à combustion) qui peuvent être mobilisées en cas d'incident sur le réseau et sans possibilité de reprise par un autre moyen de production. La carte de nos moyens de production est consultable sur le site internet d'EDF.

(4) Donnée 2023 des réseaux Dalkia référencés au SNCU (Syndicat national du chauffage urbain) et de la climatisation urbaine.

Les solutions de décarbonation profondes identifiées comme matures à court/moyen terme sont les suivantes :

- à l'amont : utilisation de combustibles « décarbonés » (biomasse solide, biogaz, bioliquides, hydrogène bas carbone, combustibles de synthèse) ;
- à l'aval : captage de CO₂ pour stockage (CCS) et/ou utilisation d'une partie du CO₂ émis (CCU).

Des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions développant de nouvelles capacités thermiques décarbonées en cas de besoin du système électrique. Par exemple :

- en juillet 2023, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*hydrotreated vegetable oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur une TAC. Les résultats de cet essai, positifs, nous permettent d'envisager de réaliser de nouveaux essais en 2024 sur une machine en Île-de-France ;
- la transformation du site de Cordemais, qui se poursuit, via la modification de la deuxième tranche, capable à son tour dès l'hiver 2023-2024 prochain de remplacer jusqu'à 20 % de charbon par des pellets de biomasse. Le Groupe s'emploie à sécuriser cet approvisionnement en biomasse ;
- en Belgique, le cycle combiné gaz (870 MW) en cours de construction à Seraing, pourra fonctionner avec un mélange intégrant de l'hydrogène, dans une proportion de 50 % en volume, permettant une réduction des émissions de 23 %. Le site de Seraing dispose des espaces nécessaires pour le déploiement de technologies pilotes de décarbonation ou de captage de CO₂. Avec un rendement de 63 %, la future centrale émettra environ 320 kg de CO₂ par MWh produit, soit 20 % de moins que la centrale actuelle. La construction de cette centrale s'inscrit dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités mis en place à l'initiative du gouvernement fédéral belge, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays à partir des années 2025-2026.

En complément, des solutions de puits de carbone sont étudiées pour contribuer à neutraliser les émissions résiduelles et ainsi atteindre l'objectif de « Zéro émission nette » (voir la section 3.1.1.6 « Contribution aux puits de carbone »).

3.1.1.3.5 Réduction des émissions de SF₆

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF₆) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2023 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 133 ktonnes de CO₂e, soit environ 0,7 % des émissions directes (scope 1) du groupe EDF. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF₆. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille à réduire l'impact carbone des HFC dans la limite des contraintes technologiques.

Parc nucléaire existant

Grâce à une politique volontariste, dont la mise en place, à partir de 2019, d'un plan d'actions spécifique visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an, EDF a pu réduire de près de 92 % les émissions de SF₆ de son parc nucléaire entre 2008 et 2023. EDF déploie différentes innovations technologiques pour confirmer dans la durée la maîtrise de ses émissions : des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais aussi des dispositifs novateurs de récupération du SF₆ et de colmatage. La démarche mise en place par EDF s'inscrit dans le cadre d'une démarche de type ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), adaptée aux enjeux de sûreté des tranches et de sécurité du réseau. En 2023, le Groupe a atteint son objectif de manière collective pour la première fois, avec un taux global pour le Parc ⁽¹⁾ de 0,94 % en 2023 contre 1,45 % en 2022.

Ingénierie et Nouveau Nucléaire

Pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2 ⁽²⁾, c'est une technologie de poste aérien qui a été retenue, dont l'avantage est de minimiser les équipements susceptibles de contenir du SF₆.

Concernant l'EPR de Flamanville, l'option retenue a été de mettre les équipements en bâtiment afin de les protéger de la corrosion du vent marin. À noter qu'EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF₆) pour suivre et tester les solutions alternatives au SF₆ pour ses installations.

Distribution

Les émissions de SF₆ du gestionnaire de réseau de distribution Enedis ⁽³⁾ sont de l'ordre de 470 kg en 2023. Le plan d'action mis en œuvre par Enedis pour réduire ces émissions s'appuie notamment sur le déploiement, depuis juillet 2021, d'un nouveau palier technique de disjoncteurs à coupure dans le vide (c'est-à-dire sans SF₆) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Le SF₆ des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz alternatifs pour les postes secondaires.

3.1.1.3.6 Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Afin de réduire les émissions de gaz fluorés, le règlement (UE) n° 517/2014 relatif aux gaz à effet de serre fluorés (dit F-GAZ) met en place une réduction progressive des émissions de HFC dans l'UE, via un système de quotas et un calendrier de réduction progressive de la quantité de HFC que les importateurs et les producteurs peuvent mettre sur le marché chaque année. Ce règlement européen est en cours d'évolution. Cette réglementation européenne vise une réduction de 95 % des volumes de HFC (en CO₂e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

Suite à l'interdiction réglementaire d'utilisation des CFC puis HCFC (R11 et R12 puis R22), EDF a engagé – à partir de 2014 – un programme de remplacement des fluides frigorigènes à fort pouvoir de réchauffement planétaire (CFC et HCFC) par des fluides frigorigènes moins nocifs (HFC), entraînant une très forte réduction des émissions en tonnes équivalent CO₂. Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (environ 90 %) ont un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) inférieur ou égal à 1 430. Des études ont été engagées par EDF pour évaluer les possibilités de conversion des groupes froids existants avec des fluides frigorigènes de faible PRP (< 600).

(1) Fuites, avaries et maintenance pour le Parc, EPR inclus.

(2) Voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

(3) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.1.1.4 Feuille de route de développement de la production décarbonée du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés (voir la section 3.1.1.1 « Politique du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie du Groupe ⁽¹⁾. Ce plan est coordonné avec le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.4.1 « Organes de gouvernance »).

EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe

Le groupe EDF investit massivement pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en CO₂. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2023 est composé à 77,7 % de nucléaire, 9,1 % d'hydraulique, 6,0 % d'autres ENR, 6,1 % de gaz, 1,0 % de fioul et de moins de 0,1 % de charbon ⁽²⁾ (voir la section 1.1 « Chiffres clés »).

À l'horizon 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production décarbonée sont les suivantes :

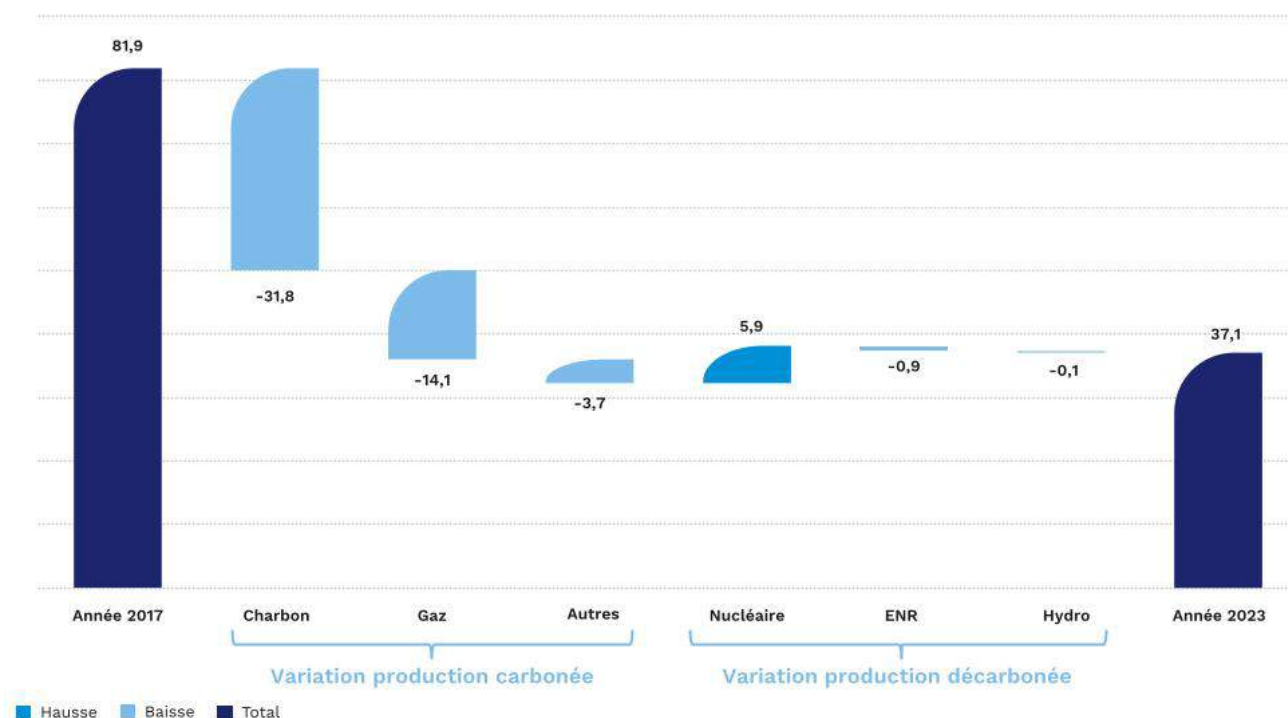
FEUILLE DE ROUTE DE LA HAUSSE DE LA PRODUCTION DÉCARBONÉE DU GROUPE

Thèmes	Actions	Section URD
Grand carénage	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce au programme Grand Carénage.	3.1.1.4.2
Nouveau Nucléaire	Le Président de la République a exprimé en février 2022 le souhait que soient construits en France 6 nouveaux réacteurs de production électronucléaire de type EPR2, pour des mises en service à partir de 2035 et que soient mis à l'étude 8 réacteurs supplémentaires. Le chef de l'État a également annoncé le développement du réacteur modulaire NUWARD et de réacteurs innovants.	3.1.1.4.3
Développement des ENR	Développement de la production en énergies renouvelables, y compris hydraulique.	3.1.1.4.4
Développement des réseaux	Développement des réseaux pour permettre une meilleure intégration des ENR.	3.1.3.2.1
Flexibilité et gestion de l'intermittence	Développement du stockage électrique pour améliorer la flexibilité du système et la gestion de l'intermittence des ENR non pilotables.	3.1.3.2.2

L'application des feuilles de route du groupe EDF pour réduire les émissions directes (scope 1) et pour augmenter la production décarbonée à l'horizon 2030 doivent permettre au groupe EDF d'atteindre son objectif de réduction d'intensité carbone, fixé à 30 gCO₂/kWh en 2030 et à 22 gCO₂/kWh en 2035.

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des actions du plan de transition climatique sur l'intensité carbone du groupe EDF à ce jour.

Évolution de l'intensité carbone du groupe EDF (en gCO₂/kWh entre 2017 et 2023)



La sortie progressive du charbon constitue le facteur principal de baisse de l'intensité carbone. La diminution de la production nucléaire, y compris via la fermeture de la centrale de Fessenheim en 2020 ⁽³⁾, atténue cette baisse.

(1) Voir la section 1.3. « Stratégie et objectifs du Groupe ».

(2) En données consolidées.

(3) Dans le cadre de la loi de Programmation pluriannuelle de l'énergie.

3.1.1.4.1 Des investissements décarbonés

Le Groupe est de loin le principal investisseur dans la transition énergétique en Europe, représentant à lui seul plus de 20 % des investissements industriels du secteur électrique ⁽¹⁾.
En 2023, près de 95 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies décarbonées (94 % en 2022), soit un montant de 18,2 Mds€ répartis à 56 % dans le secteur nucléaire, 27 % dans les activités de réseaux, 14 % dans les renouvelables et 3 % dans les services et solutions clients.
Pour les années 2024, 2025 et 2026, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels et anticipe d'atteindre 25 Mds€ par an dont au moins 90 % alloués à des activités décarbonées. À noter, à

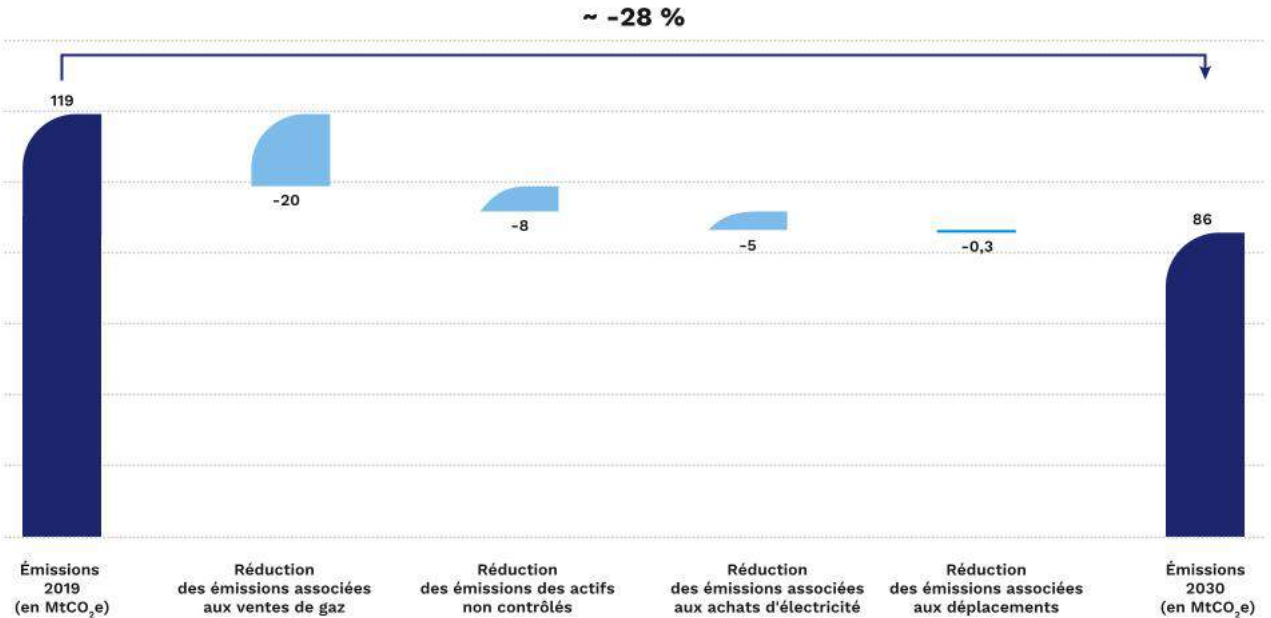
partir de l'année 2024, le montant absolu d'investissements alloués aux activités décarbonées sera au moins égal au montant des investissements décarbonés 2023.
3.1.1.4.2 Grand carénage
Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation ».
3.1.1.4.3 Projets Nouveau Nucléaire
Voir la section 1.4.1.1.3 « Projets Nouveau Nucléaire ».

3.1.1.4.4 Le développement de la production EnR

Le groupe EDF est un acteur majeur des énergies renouvelables en Europe ⁽²⁾. La production mondiale en 2023 est de 70,8 TWh d'électricité et de 8,7 TWh de chaleur renouvelable, via l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables.
Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de capacité renouvelable et des moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux. Aujourd'hui, la capacité de production électrique renouvelable nette installée est de 37,7 GW.

3.1.1.5 Feuille de route de réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des principales actions menées en vue de réduire les émissions indirectes (scope 3) de GES du groupe EDF.



Le tableau suivant précise ces actions mises en œuvre par le groupe EDF.

Action	Description	Section URD
Réduction des émissions associées aux ventes de gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz ; accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles ; augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales.	3.1.3
Réduction des émissions associées aux achats d'électricité	Verdissement (recours à des <i>Power Purchase Agreement</i> en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals, notamment dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.	3.1.3.2.3
Réduction des émissions de déplacements	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe.	
Réduction des émissions des actifs non contrôlés	Désinvestissement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon, situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.	

Ces actions reposent sur des technologies éprouvées et bénéficient d'une bonne visibilité en termes de conditions économiques et réglementaires.

(1) 9^e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », juillet 2023 : <https://wattsnext.fr/wp-content/uploads/2023/07/9eme-barometre-Watts-Next-Conseil-juill2023.pdf>
(2) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO₂ des principaux électriciens européens, PwC, décembre 2023. L'enquête PwC 2023, basée sur les données 2022 réalise un *benchmark* sur les 24 premiers producteurs d'électricité européens, représentant 57 % de la production.

3.1.1.6 Contribution aux puits de carbone

3.1.1.6.1 Politique

Pour le groupe EDF, la neutralisation des émissions résiduelles constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte du « Zéro émission nette ». L'achat de crédits carbone ne doit ainsi en aucun cas se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe.

Le groupe EDF privilégie l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour neutraliser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Il peut s'agir de solutions technologiques, comme la bioénergie équipée de captage stockage de CO₂ (BECCS), ou de solutions naturelles, comme la séquestration de carbone dans les forêts et dans les sols.

En conformité avec les règles de comptabilité carbone en vigueur ⁽¹⁾, les crédits carbone issus des projets financés ne sont pas déduits

3.1.1.6.2 Indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

Dans le cadre de la mise en place d'une stratégie en matière de contribution carbone, la Direction Impact a finalisé une note d'application interne à destination de toutes les entités du Groupe qui a pour objectif de définir les principes de gouvernance du groupe EDF en matière de contribution carbone, notamment sur les critères de qualité des crédits carbone afin de s'assurer que les projets financés sont à haute intégrité. Elle définit également le mode de reporting des entités ayant recours à une pratique de contribution carbone (*Reporting on Sustainable Development Committee*).

Le Groupe a décidé d'avoir recours à un « KPI transitoire » entre fin 2021 et fin 2023 : le taux de déploiement du guide de cadrage des solutions en matière de contribution carbone au sein des entités du Groupe.

* Voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »

3.1.1.6.3 Recherche et développement

Le R&D appuie la stratégie du Groupe en matière de contribution à l'engagement Net Zero du Groupe d'ici 2050. À partir d'une approche couplant simulation numérique et moyens expérimentaux, elle évalue la maturité technique et économique des solutions de réduction des émissions de CO₂ sur les sources industrielles d'EDF et de ses clients et explore les solutions naturelles et technologiques à émissions négatives :

3.1.1.6.3.1 Captage et stockage de CO₂

Le groupe EDF dispose de solides compétences dans ce domaine avec la participation à plusieurs projets de recherche internationaux et la réalisation d'un démonstrateur de captage sur le site du Havre qui a capté entre juillet 2013 et mars 2014 de l'ordre de 1 900 tonnes de CO₂. Les recherches actuelles visent l'adaptation de la solution de captage en post-combustion testée au Havre, qui est le plus mature, aux cycles combinés à gaz et aux process industriels fortement émetteurs (cimenteries, aciéries, aluminium) dont les fumées possèdent des caractéristiques différentes. Un laboratoire Captage CO₂ est en cours de construction à Chatou et il permettra de tester à petite échelle à partir de 2024 les procédés de captage les plus adaptés à ces cibles.

La R&D étudie également la possibilité de valoriser le dioxyde de carbone capté sous une forme chimique différente (carburants, matériaux). Un laboratoire sur la valorisation du CO₂ sous forme de e-fuels est en cours de construction sur le site de Renardières, en complément de la plate-forme hydrogène déjà existante.

(1) GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, WRI-WBCSD, 2015.

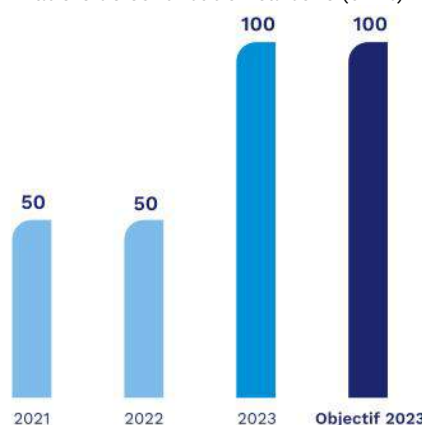
(2) <https://icvcm.org/the-core-carbon-principles/>

du bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

De plus, les projets financés sont criblés au préalable pour s'assurer qu'ils respectent des critères de haute intégrité, sur la base des *Core Carbon Principles* définis par l'*Integrity Council for the Voluntary Carbon Market* (IC-VCM) ⁽²⁾.

Un Fonds de Compensation Carbone EDF (FCC EDF) a été mis en place dans le cadre de l'obligation de compensation des émissions excédentaires de gaz à effet de serre des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles instauré par la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022. Au titre de cette obligation, EDF est tenu, en sa qualité d'exploitant de verser dans le dit FCC qui a pour objet de financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français, un montant libérateur de 40 ou 50 euros par tonne d'équivalents de dioxyde de carbone émise au-delà de 0,6 ou 0,7 kilotonne par mégawatt de puissance électrique installé (en fonction de la période considérée).

Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone (en %)



3.1.1.6.3.2 Émissions négatives, BECCS et Direct Air Capture

Appliqué à de la bioénergie, la CCS devient un moyen de générer des émissions négatives de CO₂ (BECCS) et pourrait jouer un rôle important d'ici 2050. La R&D du groupe EDF évalue le potentiel de ces technologies et leur adaptation à divers procédés industriels. Les captages directs de CO₂ dans l'air ou dans les océans sont également des sujets sur lesquels la R&D mène une veille scientifique et technique active. Pour progresser sur la maîtrise de ces technologies encore en développement, la R&D s'appuie sur des partenariats scientifiques et des moyens expérimentaux. Le labo captage CO₂ de Chatou intégrera une plate-forme de tests de technologies DAC. EDF Energy au Royaume-Uni poursuit l'instruction d'un démonstrateur de captage direct du CO₂ dans l'air sur le site du projet de centrale nucléaire de Sizewell C.

3.1.1.6.3.3 Solutions fondées sur la nature

L'afforestation, le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives. Le groupe EDF est le troisième plus grand gestionnaire de foncier de France, avec plus de 40 000 hectares de foncier au sein duquel les sites de production côtoient des espaces naturels (dont 7 000 hectares de forêts). Afin d'accompagner EDF dans sa volonté de réaliser des projets de haute intégrité, la R&D d'EDF travaille à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone

par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Un conseil scientifique indépendant a été mis en place pour accompagner EDF dans cette optique.

3.1.2 Adaptation au changement climatique

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse potentiellement 40 ans, le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés aux conséquences physiques du changement climatique. C'est pourquoi le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF depuis 2018.

L'adaptation au changement climatique est la démarche d'ajustement au climat actuel, à son évolution et à ses conséquences. Il s'agit à la fois de réduire les effets préjudiciables du changement climatique et de tirer parti des éventuelles opportunités associées.

3.1.2.1 Politique

L'Accord de Paris met l'objectif d'adaptation au changement climatique au même niveau d'importance que l'objectif d'atténuation. Mais faute d'indicateurs simples et partagés, le cadre réglementaire de l'adaptation au changement climatique est aujourd'hui sensiblement moins développé que celui de l'atténuation.

3.1.2.2 Les indicateurs de suivi de l'adaptation

Indicateur clé de performance du Groupe

Le taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique permet de traduire la structuration, la priorisation et l'industrialisation des actions menées au plus près des entités du Groupe exposées aux risques physiques du changement climatique, et ce en conformité avec les exigences de la TCFD. Il s'agit selon les entités concernées * de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, à intégrer dans le système de management environnemental à échéance étendue à fin 2023. Le périmètre a été mis à jour pour inclure une nouvelle entité (Framatome).

* Le périmètre pour 2023 : DPNT (Direction production nucléaire et thermique), EDF Hydro, EDF PEI, EDF SEI, EDF UK, C023, Luminus, Edison, DIPNN (Direction de l'ingénierie et des projets Nouveau nucléaire), EDF-R, DTEO (Direction transformation et efficacité opérationnelle), Framatome.

ACT adaptation

EDF fait partie des 13 entreprises ayant participé au *road test* porté par l'ADEME autour du développement de la méthode ACT *Adaptation*, l'une des premières sur le volet adaptation. La méthode finalisée a été publiée en novembre 2023 en amont de la COP28 ⁽²⁾, en intégrant des éléments du retour d'expérience d'EDF. Elle complète la méthode ACT *Atténuation*, qui a placé EDF en 4^e position parmi 68 électriciens, pour proposer une évaluation complète de la stratégie climatique d'une entreprise. EDF a obtenu la note de 18,4/20, qui reflète une certaine maturité sur les différents volets de sa démarche d'adaptation : stratégie long terme, portage des enjeux aux plus hauts niveaux de gouvernance,

La France, avec le Plan national d'adaptation au changement climatique ⁽¹⁾ actuel, vise une adaptation effective à un climat régional en métropole et dans les Outre-mer cohérent avec une hausse de température +1,5 à 2 °C au niveau mondial par rapport au XIX^e siècle. Ce plan ne fixe pas d'exigence réglementaire directement applicable aux entreprises. Le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements intégrés dans la politique dans une approche proactive et responsable.

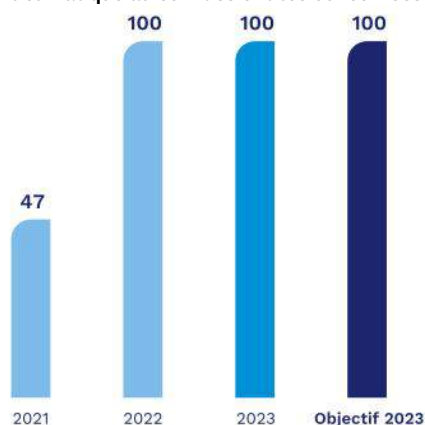
Aux termes de cette politique, le groupe EDF s'engage à :

- évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ;
- intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique ;
- prendre en compte la dimension écosystémique du dérèglement climatique.

Cette politique énonce notamment que les entités les plus exposées aux conséquences physiques du changement climatique élaborent un plan d'adaptation au changement climatique et le mettent à jour tous les 5 ans.

La France devrait finaliser en 2024 la troisième version de son Plan national d'adaptation au changement climatique, construit autour d'une Trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) correspondant à un réchauffement de + 4 °C en France à l'horizon 2100, soit + 3 °C au niveau mondial. Le groupe EDF se prépare à la mise en œuvre de ce Plan.

Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées (en %)



(1) Plan national d'adaptation au changement climatique pour la période 2018-2022, dit PNACC 2.
(2) <https://actinitiative.org/methodologie-act-nouvelle-methodologie-adaptation/>

Les dépenses d'adaptation du groupe EDF

Les dépenses d'adaptation au changement climatique rendent compte des dépenses qui concourent à la résilience des activités du Groupe. La définition du périmètre de tels coûts n'est pas triviale : il est difficile d'isoler ce qui relève spécifiquement du changement climatique dans les investissements dont l'objectif principal est la sûreté ou encore dans les mesures de renforcement de la flexibilité du parc en réponse aux effets des aléas physiques du climat sur le productible.

Les dépenses reportées pour 2023 se limitent donc aux dispositifs mis en œuvre en lien spécifique avec l'évolution et la variabilité du climat, en fonctionnement et en investissement, sur les parcs nucléaire et hydraulique en France métropolitaine. Pour le nucléaire, les CAPEX s'inscrivent dans le cadre du Grand Carénage et couvrent notamment le projet « Grands Chauds » (voir 3.1.2.5 « Passage de l'été »), la source froide, les digues (submersion) et les tornades. Pour l'activité hydraulique, les dépenses concernent majoritairement la prise d'eau de la centrale des Bois et l'adaptation aux évolutions des périodes d'étiage. Les dépenses en OPEX couvrent principalement des études R&D.

Ces valeurs traduisent à la fois la robustesse des outils industriels du Groupe, qui intègrent les scénarios climatiques les plus pessimistes dès la conception, ainsi que la prédominance de la performance opérationnelle et des éléments de sûreté comme initiateurs de dimensionnement, par rapport au changement climatique. Ces investissements, non répertoriés ici, prennent néanmoins en compte les aléas climatiques et leur évolution sur période longue à climat constant, contribuant donc substantiellement à la résilience des infrastructures. EDF continue d'investir dans la R&D pour assurer une compréhension fine de l'impact du changement climatique sur ses activités.

Dépenses d'adaptation en investissement et en fonctionnement (en M€) :

Métier	CAPEX	OPEX
Nucléaire	61,2	2,8
Hydraulique	4,1	1,8

3.1.2.3 Du plan « Aléas climatiques » à une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Le groupe EDF s'est doté d'un plan « Aléas climatiques » en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Les entités concernées du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques ⁽¹⁾. Pour ses études d'impact et de dimensionnement, le Groupe considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant en termes de réchauffement global, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5.

3.1.2.4 Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA ⁽²⁾

Le programme ADAPT vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique.

La démarche est articulée autour de 3 axes :

- comprendre le dérèglement climatique et ses effets à l'échelle des territoires en intégrant son caractère systémique pour imaginer les futurs climatiques des territoires ;
- évaluer les impacts du dérèglement climatique sur les installations mais aussi sur l'écosystème territorial des centrales ;
- agir pour mobiliser les acteurs internes et externes en raison des dimensions évolutives et systémiques du dérèglement climatique et de ses conséquences et agir pour s'adapter et contribuer à l'habitabilité des territoires.

ADAPT développe une approche systémique de l'adaptation au dérèglement climatique :

- prise en compte des parties prenantes et association à la définition des critères de résilience et des mesures d'adaptation ;
- intégration des interlocuteurs contractuels et non contractuels.

Le programme se structure autour de l'habitabilité des territoires. À ce titre, il couvre la biodiversité, la séquestration carbone et l'adaptation des milieux. Il s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale et sociétale de ses activités. ADAPT identifie des engagements et investissements dits « immédiatement intéressants ».

Dans ce cadre et au regard du REX de l'été 2022 et des contraintes liées à la conception des systèmes et matériels, la démarche iCube identifie les investissements appropriés. Elle cible les impacts du changement climatique déjà visibles, en particulier en matière d'optimisation de la production et de sobriété en eau.

ADAPT vise à intégrer le dérèglement climatique dans tous les processus, en particulier les visites décennales à venir, en impliquant les unités concernées.

ADAPT veille à ce que les mesures d'atténuation et d'adaptation s'inscrivent dans la durée et ne constituent pas des *maladaptations* ⁽³⁾. L'analyse est effectuée au-delà des seuls travaux d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Le programme ADAPT a lancé une initiative dénommée « Chooz 2050 » permettant de produire une « monographie climatique » utilisable comme aide à la préparation des stratégies d'adaptation du territoire concerné (Ardennes). Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. La méthodologie mise en œuvre pour le site de Chooz est en cours d'élargissement, par exemple sur Gravelines, Belleville-sur-Loire et Chinon.

À fin 2023, le taux de monographies territoriales est de 33 % au regard de l'objectif cible de 100 % en 2025 ⁽⁴⁾.

(1) Voir la section 3.1.4.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique ».

(2) CEMA : Comprendre Évaluer Mobiliser Agir.

(3) Une *maladaptation* se produit quand des stratégies d'adaptation au changement climatique produisent des effets néfastes et indésirés pour certaines populations et/ou leur environnement – en particulier quand elles rendent des populations plus vulnérables au changement climatique suite à leur mise en place.

(4) Pour le calcul de cet indicateur, voir la section 3.6.3.4 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans le DPEF ».

3.1.2.5 Passage de l'été ⁽¹⁾

Les enseignements des étés exceptionnels 2003 et de 2022 :

- en 2003, certaines centrales avaient dû réduire leur production afin d'éviter de contribuer au réchauffement de l'eau des rivières, entraînant une perte de production de 5,5 TWh, soit environ 1 % de la production d'EDF cette année-là. L'objectif des actions d'adaptation initiées par EDF est d'accroître la marge de sécurité et de maintenir le niveau de production durant de telles périodes ;
- la nécessité est apparue de mieux adapter la réglementation aux évolutions climatiques, notamment les seuils de température d'eau de rejets ; soit sur la valeur (la température moyenne des cours d'eau a augmenté d'environ + 2 °C en France depuis 1970) soit sur la période d'application. En effet, on observe un allongement de l'étiage, à la fois plus précoce et plus tardif, sur la plupart des cours d'eau.

Les mesures prises :

- le plan « Grand Chaud », lancé dès 2008, a conduit EDF à procéder à l'amélioration de l'efficacité du refroidissement (source froide) de certaines de ses centrales et à renforcer l'électronique des bâtiments réacteurs afin de pouvoir supporter des températures supérieures à 50 °C ;
- les centrales en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers ;
- pour la première fois en 2022, des demandes de modifications temporaires des limites de rejets thermiques dans l'eau ont été demandées et accordées par l'ASN et le ministère de la Transition écologique (MTE) pour les CNPE de Blayais, Bugey, Golfech, Saint-Alban et Tricastin. Les premiers retours du suivi environnemental renforcé mis en œuvre par l'exploitant dans le cadre des modifications temporaires ne mettent pas en évidence d'évolution notable des paramètres physico-chimiques et microbiologiques et aucune mortalité piscicole singulière n'a été observée ;
- sur le parc thermique fossile, les exigences réglementaires en période de sécheresse ont été mises en œuvre à l'été 2023, et des expérimentations permettant de réduire les températures des bâtiments ont été menées, pour accroître la résilience des centrales au changement climatique ⁽²⁾.

3.1.2.6 Adaptation des ouvrages hydrauliques

Le plan d'adaptation du parc hydraulique, nommé « ARCHE » (Adaptation et résilience climatique de l'hydraulique à EDF) et qui couvre plus de 400 centrales et plus de 350 barrages en France Métropolitaine, est structuré autour des 3 enjeux majeurs suivants :

1. Préserver la sûreté des installations et des personnes ;
2. Maintenir un haut niveau de performance économique et environnementale ;
3. Maintenir une contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau (qui concerne 2/3 des concessions) en France (stockage/déstockage des réservoirs, atténuation des crues, etc.).

Pour y répondre, le plan fixe 4 axes principaux qui se décomposent en une trentaine d'actions :

- Adapter les connaissances : scénarios d'évolution des paramètres hydro-climatiques et des autres usages de l'eau, amélioration des prévisions météorologiques ;
- Adapter le patrimoine : surveillance renforcée, évaluation des aléas extrêmes et de la vulnérabilité, modifications d'ouvrage ;
- Adapter l'exploitation : continuité d'activité, business model (gestion de l'eau, stockage, flexibilité), développement, performance environnementale ;
- Adapter le positionnement et la communication : à l'externe (rôle de la production hydraulique, potentiel de développement, résilience des territoires), et à l'interne (accompagnement d'ARCHE).

Dans le cadre de ce plan d'adaptation, le groupe EDF met en place une démarche d'évaluation et d'actions d'adaptation aux phénomènes extrêmes. Neuf réévaluations sur le maintien de la capacité des ouvrages à évacuer ces crues extrêmes ont été réalisées en 2023 par EDF DTG. Ces études sont des données d'entrées des Études de Dangers Barrage (réglementation relative à la sécurité des ouvrages hydrauliques et transmises aux DREAL). EDF a lancé le programme CREDOH dans le cadre de la mise en conformité réglementaire des ouvrages qui intégrera ces réévaluations débits extrêmes au programme de travaux pour le passage des crues.

Le groupe EDF doit également faire face à une accentuation de la variabilité hydrométéorologique, qui, sans prise en compte du changement climatique, pouvait conduire à une variation annuelle du productible de +/- 50 % en France métropolitaine. Une des actions d'adaptation majeures a consisté à reconstruire la prise d'eau de la Centrale des Bois à deux reprises (2010-2011 et 2023-2024), pour faire face à la fonte accélérée de la Mer de Glace.

3.1.2.7 Adaptation des réseaux de distribution

Enedis a établi un Plan d'Adaptation aux Aléas Climatiques du réseau de distribution afin de réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux. Cette action passe principalement par l'enfouissement des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés. En 2023, 2 400 km de réseaux HTA aériens et 3 800 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés ⁽³⁾.

Enedis a créé ⁽⁴⁾ la FIRE, qui permet de repositionner, sur l'ensemble du territoire, des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique. La FIRE est un dispositif clé du groupe EDF vis-à-vis des risques climatiques extrêmes. La FIRE compte actuellement 2 500 techniciens formés aux situations de crise et 11 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays permettant le déploiement de 1 800 groupes électrogènes de forte puissance (> 60 kVA) et 1 000 groupes électrogènes de faible puissance (10 kVA), qui permet de répondre aux besoins d'alimentation des réseaux basse tension lors des incidents climatiques d'envergure. En Corse et dans les territoires d'outre-mer, EDF SEI s'appuie sur la solidarité entre les territoires corse et ultramarins, et sur la FIRE lors des événements climatiques impactant de manière importante le réseau.

En 2023, les tempêtes Ciarán et Domingos ont mobilisé plus de 4 400 salariés issus d'Enedis et d'entreprises prestataires en vue de rétablir dans les meilleurs délais l'électricité des foyers impactés (1,2 million de foyers).

(1) S'agissant des phénomènes extrêmes, voir notamment la section 3.1.4.2.3.1 « La scénarisation des risques physiques ».

(2) Voir la section 3.2.3.3.1 « Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité ».

(3) Par ailleurs, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT). Voir aussi la section 3.2.2.1.1 « Changement d'usage des terres et des mers ».

(4) Dans la suite des tempêtes de 1999.

3.1.3 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants

Dès lors que l'électricité est largement décarbonée, le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques sobres et innovants forment l'un des axes de travail essentiels dans la lutte contre le réchauffement climatique.

Le groupe EDF contribue à cet objectif au moyen d'offres adaptées aux différents marchés : promotion de l'usage de la pompe à chaleur, de la mobilité électrique, des solutions d'efficacité

énergétique. Voir la section 3.1.3.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

Électrifier les secteurs les plus émetteurs de CO₂ suppose de disposer des conditions favorables à un tel développement. Voir la section 3.1.3.2 « Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité ».

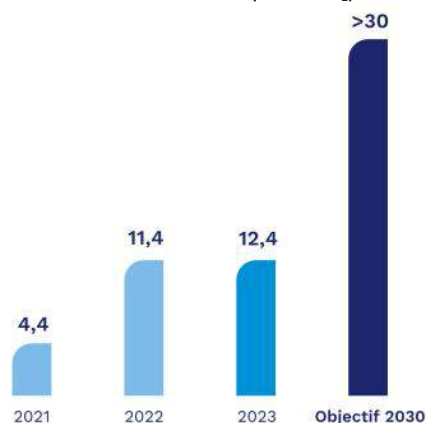
3.1.3.1 Engagement dans l'accompagnement de la décarbonation des clients

Indicateur clé de performance du Groupe

L'un des indicateurs majeurs au regard de la lutte contre le réchauffement climatique concerne les émissions de CO₂ évitées. Bien qu'il n'existe pas à ce jour de référence externe reconnue permettant de déterminer les émissions évitées chez les clients par les produits et services vendus, EDF s'appuie sur des principes de calcul alignés sur les pratiques les plus couramment constatées. En parallèle, EDF s'implique dans divers travaux français et internationaux qui visent à développer de telles méthodes de référence. L'objectif est d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO₂ à horizon 2030 ⁽¹⁾.

Le résultat 2023 porte sur une partie seulement des produits et services commercialisés par EDF. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes.

Émissions de CO₂ évitées grâce à la vente des produits et services innovants (en MtCO₂)



(1) Doublement de l'objectif par rapport à 2021, du fait de l'élargissement du périmètre géographique et fonctionnel ; pour le détail, voir la section 3.6.3.3 « Précisions sur les indicateurs de performance (KPI) ».

3.1.3.2 Poser les conditions d'un développement sobre et efficace des usages de l'électricité

La baisse de la consommation énergétique finale s'appuie sur deux leviers principaux : la sobriété et l'efficacité énergétique. En 2022, EDF a mené des actions de sensibilisation à la sobriété auprès de ses clients (effacement, offres Tempo, outils de suivi de consommation), qui ont contribué à la baisse de 10 % de la consommation d'électricité en novembre et décembre en France, une tendance maintenue en 2023. L'efficacité énergétique passe par une électrification des usages soutenue par un réseau flexible et des innovations au service d'un usage sobre et efficace.

3.1.3.2.1 Un réseau plus robuste, plus intelligent, plus flexible

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2023, la durée moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension a été de 73,2 minutes. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison de très nombreux et violents aléas climatiques conjoncturels. L'année a en effet été marquée par de multiples tempêtes en début d'année (Gérard, Fien, Larisa et Mathis) et par des épisodes orageux.

	2021	2022	2023
SAIDI (min.) *	56	59,5	73,2
CAIDI (min.)	92,5	85,9	104,3
SAIFI (min.)	0,61	0,69	0,7

* SAIDI : System Average Interruption Duration Index ; CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index ; SAIFI : System Average Interruption Frequency Index.

3.1.3.2.1.1 Plus « intelligent »

En matière de technologie *smart grid*, le réseau HTA (20 kV) est déjà smart puisque supervisé, équipé d'automatismes de réalimentation a progressé en intégrant des détecteurs de défauts communicants sur le réseau aérien et des organes de manœuvre télé-administrés. S'agissant du réseau BT, le déploiement des compteurs communicants par Enedis permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque point de livraison. Enedis et EDF dans les zones non interconnectées à la métropole continentale et hors Europe continuent à installer des compteurs électriques connectés, permettant au client de suivre sa consommation d'électricité.

	2021	2022	2023
Nombre de compteurs communicants (en millions) *	37,6	40,6	42,6

* Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

À fin 2023, 42,6 millions de compteurs ont été posés, dont près de 37,9 millions en France ⁽¹⁾, mais aussi au Royaume-Uni et en Inde via EDF UK et EDF International Networks.

3.1.3.2.1.2 Plus flexible

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a publié en 2020 sa feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités. La nouvelle version du Contrat d'accès au réseau public de distribution (CARD) pour une Installation de Production raccordée en HTA ⁽²⁾ est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2023. Elle prend en compte les flexibilités et la disponibilité réseau, permettant de maximiser l'énergie injectée tout en reflétant les contraintes d'exploitation et de maintenance des réseaux publics.

Depuis fin 2021, Enedis peut proposer à tout producteur HTA qui le demande, une offre de raccordement alternative à modulation de puissance. De plus, Enedis teste une nouvelle méthode de dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR sur 8 postes sources des Landes et de la Somme. L'objectif est de libérer de la capacité de raccordement grâce aux flexibilités.

Enedis est classée 1^{er} du classement mondial parmi 80 gestionnaires de réseaux, dans le cadre du *benchmark* international *Smart Grid Index* (SGI 2021 et 2022), qui évalue le degré d'« intelligence » des réseaux électriques à l'échelle mondiale ⁽³⁾.

En 2023, l'outil « CartoLineBt » a été primé parmi les meilleures solutions d'IA au service de *smart grids* par les ISGAN (*International Smart Grid action Network*) awards.

3.1.3.2.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

3.1.3.2.2.1 Des solutions innovantes en matière d'effacement

Pour les clients alimentés en haute tension, il est proposé de souscrire un contrat d'effacement, qui consiste pour un client à réduire sa consommation d'électricité sur demande d'EDF, en contrepartie d'une rémunération. Des offres de marché spécifiques ont été commercialisées pour les particuliers, ainsi que pour les industriels et les consommateurs tertiaires.

3.1.3.2.2.2 Des solutions innovantes en matière de stockage

La stratégie de développement du stockage initiée en 2018 se traduit par 1,7 GW de projets réalisés ou sécurisés à fin 2023 et un volume de stockage mis en service cumulé de 0,6 GW. Au cours de l'année 2023, le Groupe a procédé à la mise en service d'installations de batteries au Royaume-Uni et aux États-Unis pour 140 MW, a démarré la construction de nouveaux projets et a sécurisé le développement de projets en France, au Royaume-Uni, aux États-Unis, en Arabie saoudite et en Afrique du Sud pour un volume de 0,8 GW. Les projets du Groupe en matière de stockage sont des STEP, des hybridations de batteries avec des ENR, des batteries directement raccordées au réseau et du stockage chez les clients.

3.1.3.2.2.3 Des innovations pour piloter les consommations énergétiques

Expert de la valorisation de la donnée, Datanumia, filiale à 100 % d'EDF, développe des solutions digitales innovantes (portails web, applications) pour suivre et optimiser les consommations d'énergie et l'empreinte carbone des particuliers et professionnels du tertiaire, de l'industrie et des collectivités. Multi-fluide et multisite, la plateforme de management énergétique dédiée aux professionnels constitue un véritable tableau de bord pour permettre à chacun d'atteindre ses ambitions d'économies d'énergie.

Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale destiné aux sites à enjeux industriels. Cette offre de data science, déployée sur plus de 100 sites, permet de capter de nouveaux gisements d'économies d'énergie grâce à l'IA en croisant les données de production et de consommation. Elle permet aussi d'accompagner les démarches de certification ISO 50001 et de décarbonation.

3.1.3.2.3 Des innovations techniques et financières

L'objectif d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix raisonnable. EDF, forte des valeurs de service public, estime que l'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. En France, plus de 20 millions de logements et 1,5 million de sites professionnels ont choisi le tarif réglementé de vente (TRV). Dans un marché toujours plus concurrentiel, et avec plus de 2 millions clients résidentiels qui ont déjà opté pour les offres de marché d'EDF, le Groupe a diversifié sa gamme d'offres pour répondre à la demande ⁽⁴⁾.

Les innovations contractuelles et financières ⁽⁵⁾ font partie des leviers permettant le développement des usages sobres et efficaces de l'électricité, comme le contrat d'électricité à prix fixe, le contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) ⁽⁶⁾ ou encore l'accompagnement financier au travers la Prime économies d'énergie d'EDF Entreprises.

3.1.3.2.4 La qualité de service, gage de confiance

3.1.3.2.4.1 Relation client

La qualité du service client d'EDF est reconnue. Plus de 9 clients sur 10 sont satisfaits de leur échange avec les conseillers d'EDF. Dès 2021, EDF est devenu le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » qui reconnaît les entreprises françaises choisissant d'implanter l'intégralité de leurs services clients en France.

Les réclamations des clients particuliers sont prises en compte comme des opportunités de rétablir la confiance et d'améliorer les processus. Les conseillers du service client sont formés à la détection et à la prise en charge des réclamations clients. L'analyse des réclamations permet l'amélioration des processus et le maintien de la qualité de traitement.

(1) Au périmètre Enedis et SEI.

(2) [Enedis.fr/media/1895/download](https://enedis.fr/media/1895/download)

(3) www.spigroup.com.sg/sp-powergrid/overview/smart-grid-index

(4) On peut par exemple citer le lancement en 2022 du challenge sobriété énergétique pour les clients particuliers en offre de marché : edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-lance-un-challenge-sobriete-energetique-pour-ses-clients-particuliers-en-offre-de-marche

(5) Voir également la section 1.4.2.2 « Les activités de la Direction Commerce ».

(6) Un *Power Purchase Agreement* (PPA) est un contrat entre un acheteur d'électricité (pouvant être un client) et un producteur d'électricité d'origine renouvelable, à un prix négocié pour toute la durée du contrat.

3.1.3.2.4.2 Accessibilité numérique

EDF & moi : l'application EDF & Moi est considérée comme l'une des meilleures du marché des énergéticiens avec plus de 16,6 millions de téléchargements. Déjà nominée aux *Webby Awards 2021*, elle est régulièrement la mieux notée des applications mises à disposition par les énergéticiens.

Du consommateur au consom'acteur : l'action du Groupe en matière de développement d'outils numériques a permis de renforcer l'accessibilité aux informations. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre le changement culturel qui s'opère en raison de la flambée des prix de l'énergie.

	2021	2022	2023
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (en millions) *	74,3	157,5	198,2

* Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

Sur la base de statistiques récentes, on a pu observer que plus de 6,2 millions de clients se connectent au moins une fois dans l'année à ces solutions. Plus de 800 000 d'entre eux se sont connectés au moins 6 fois les 6 derniers mois. Les utilisateurs se connectent en moyenne chacun un peu plus de 11 fois. Cette tendance s'est accrue en 2023 confirmant ainsi l'engagement des clients afin de consommer moins et mieux.

3.1.3.3 Développer des services énergétiques sobres, efficaces et innovants

Le développement des usages de l'électricité, appelé à s'amplifier, constitue un levier d'accompagnement des clients dans une démarche de décarbonation. Dans cet objectif, le groupe EDF s'est engagé à développer une large palette d'offres adaptées aux différents marchés ⁽¹⁾.

3.1.3.3.1 Des solutions de décarbonation pour l'habitat

La nouvelle réglementation environnementale RE2020 est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Elle traite principalement de la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif, ainsi que des bâtiments tertiaires à usages de bureaux et d'enseignement. EDF, convaincu de l'urgence de décarboner le bâtiment par l'électrification des usages et la promotion des réseaux de chauffage vertueux, avait participé à toutes les séquences de concertation menées par les autorités publiques. Il reste aujourd'hui à accompagner les différents sujets restant à traiter, et qui concernent les analyses de cycles de vie, singulièrement des pompes à chaleur, mais aussi les problématiques de labellisation, prégnantes aujourd'hui.

Les offres commerciales de décarbonation pour ses clients de l'habitat individuel et collectif (isolation, pompes à chaleur, chauffage thermodynamiques ou solaires, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations) sont portées par EDF et ses filiales ⁽²⁾.

Ces offres portent sur deux thématiques principales relatives à la décarbonation :

- la rénovation énergétique : IZI by EDF a fait évoluer sa gamme en créant de nouvelles offres portant sur la rénovation énergétique globale telles que l'isolation des murs par l'extérieur, les pompes à chaleur air-air, etc. ;
- l'autoconsommation : la filiale EDF EnR permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin.

3.1.3.3.2 Des solutions de décarbonation pour l'industrie

3.1.3.3.2.1 Le conseil en décarbonation

Le groupe EDF a lancé une offre de conseil en décarbonation qui se décline en Décarb'On à l'attention des PMI et GE, et Décarb'On Expert à l'attention des grandes entreprises et grands comptes. Le groupe EDF propose ainsi à ses clients de les accompagner dans le bilan et l'analyse de leurs émissions carbone (scope 1,2 et 3), dans la définition des objectifs et de la stratégie de réduction de ces émissions et enfin dans la mise en œuvre d'une feuille de route opérationnelle des actions à réaliser. Le groupe EDF est également partenaire du Programme CEE PACTE Industrie, destiné à accompagner les entreprises industrielles françaises à se former et à construire leur trajectoire de décarbonation.

3.1.3.3.2.2 Électrification du process

Le champ prioritaire pour la décarbonation de l'industrie consiste à basculer la chaleur fossile vers des solutions électriques matures. Le groupe EDF déploie auprès de ses clients des pompes à chaleur (PAC) industrielles haute température et très haute température, fours à résistances, fours à conduction, fours à infrarouge, fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz) et de la compression mécanique de vapeur.

3.1.3.3.2.3 Chaleur bas carbone

Dalkia est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de nombreux projets de chaudières biomasse en substitution de combustibles fossiles.

3.1.3.3.3 Des solutions de décarbonation pour l'agriculture

Pour accompagner le secteur dans sa lutte contre le changement climatique, le groupe EDF a mis en place des offres telles que l'installation de panneaux photovoltaïques, la production d'électricité et de chaleur à partir de biogaz, l'amélioration de l'efficacité énergétique d'équipements agricoles, le chauffage d'éco-serres agricoles par valorisation des déchets ménagers, ou encore la mise en place d'une pile à hydrogène pour alimenter des machines à traire.

3.1.3.3.4 Des solutions de décarbonation pour le tertiaire

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale.

(1) Pour la France, voir aussi la section 1.4.2 « Activités de commercialisation en France ».

(2) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».

3.1.3.3.5 Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, à travers plusieurs solutions :

- des réseaux de chaleur avec récupération de chaleur comme à Maubeuge et un réseau de chaleur 100 % EnR à Lunéville ;
- des solutions de performance énergétique et environnementale de la lumière ;
- des solutions d'autoconsommation collective.

3.1.3.3.6 Des solutions de décarbonation pour le transport

3.1.3.3.6.1 Objectifs du plan mobilité électrique

Lancé en 2018, ce plan vise 30 % de parts de marché dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur les 4 grands marchés du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), le déploiement de 550 000 points de charge et l'exploitation de 27 000 points de *smart charging* d'ici 2025. Fin 2023, le groupe EDF avait déployé près de 340 000 PDC (point de charge), dont environ 280 000 PDC au Royaume-Uni et près de 40 000 en France, et 20 000 points de *smart charging*.

3.1.3.3.6.2 Développement des infrastructures de recharge

Dans le cadre du plan mobilité électrique, le groupe EDF propose une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, collectivités et charge publique (en voirie ou à destination).

Izivia

Izivia est le 1^{er} exploitant sur la charge publique en voirie pour les collectivités et le 3^e exploitant sur la charge publique à destination. Izivia équipe les entreprises et les collectivités souhaitant être équipés de bornes supervisées, pour leur propre besoin ou pour permettre une charge publique sur leurs terrains. Izivia propose plusieurs de modèles financement, dont le tiers financement à ses clients.

Izivia a signé un contrat majeur avec la chaîne de restauration McDonald's pour équiper en bornes de recharge ultrarapides l'ensemble de leurs sites : près de 2 200 points de charge de 150 kW seront installés d'ici à 2025 sur 850 sites.

3.1.3.3.6.4 L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF (EV100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électriques à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois plus de 45 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 500 sites à travers le monde avec 60,0 % des sites déjà équipés à fin 2023.

Engagement EV100	Objectif 2030	2021	2022	2023
Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du groupe EDF (en %) *	100	17,3	22,6	29,3

* Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

L'électrification est visible sur l'ensemble du groupe EDF avec des taux significatifs d'électrification à fin 2023 chez Luminus (62,3 %) et EDF SA (38,4 %), mais aussi 29,7 % chez EDF UK et 14,4 % chez Edison. Enedis est également engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2023, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 000 véhicules environ, est électrifiée à plus de 31%.

Pour un focus sur les solutions hydrogène, voir la section 1.4.6.3 « Le Plan hydrogène d'EDF ».

Services de pilotage de la recharge

IZI by EDF et DREEV ont développé conjointement une offre commerciale de pilotage de la recharge pour particulier, IZI Smart Charge, qui permet un suivi et un pilotage des charges en temps réel par l'utilisateur, d'optimiser le coût de la recharge et de réduire les émissions de CO₂ liées à la consommation d'électricité.

IZI by EDF

Sur le marché résidentiel, IZI by EDF propose des solutions de recharge chez les particuliers en habitat individuel ou collectif et chez les TPE/Pro. IZI by EDF accompagne aussi les entreprises qui souhaitent équiper le domicile de leurs collaborateurs qui roulent à l'électrique (véhicule de service ou de fonction) avec une offre de bout en bout : installation de la borne, suivi des consommations et remboursement des frais d'électricité des salariés.

Izi by EDF a élargi son panel d'offres en 2023 avec le lancement d'une offre de borne communicante à destination des gestionnaires de flotte, et le lancement de l'offre « Opérateur de Recharge » à destination des copropriétés souhaitant installer une infrastructure collective privée dans leurs parkings. Cette offre vient en complément des solutions existantes d'IZI by EDF pour le résidentiel collectif, au travers des offres sans préfinancement et via l'offre Réseau électrique auto d'Enedis.

PV & Bornes de recharge

EDF EnR et IZIVIA proposent une offre intégrée aux entreprises ou collectivités pour installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge. À titre d'illustration, en février 2023, un parc de 3,3 hectares sur ombrières combiné à des infrastructures de recharge a été mis en service sur un site Sanofi : ce dernier couvre 17,5 % des besoins électriques annuels du site et met à disposition 40 points de charge pour véhicule électrique.

Mobilité lourde

Izivia et Dalkia participent à la transition des poids lourds (transport routier de marchandises & de personnes) vers l'électrique en équipant les sites et les collectivités de solutions de recharge spécifiques au transport lourd.

3.1.3.3.6.3 Les partenariats

De nombreux partenariats ont été développés depuis 2018 afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées, mobilisant l'ensemble des acteurs de l'écosystème (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes). À titre d'illustration pour 2023, Izivia a été référencé auprès de Renault Trucks pour l'installation de bornes sur les sites des clients du constructeur.

3.1.4 Gouvernance climatique d'EDF

3.1.4.1 Organes de gouvernance

La gouvernance de la stratégie climatique du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »). Elle est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, par le plus haut niveau du Groupe.

3.1.4.1.1 Une gouvernance récemment renforcée

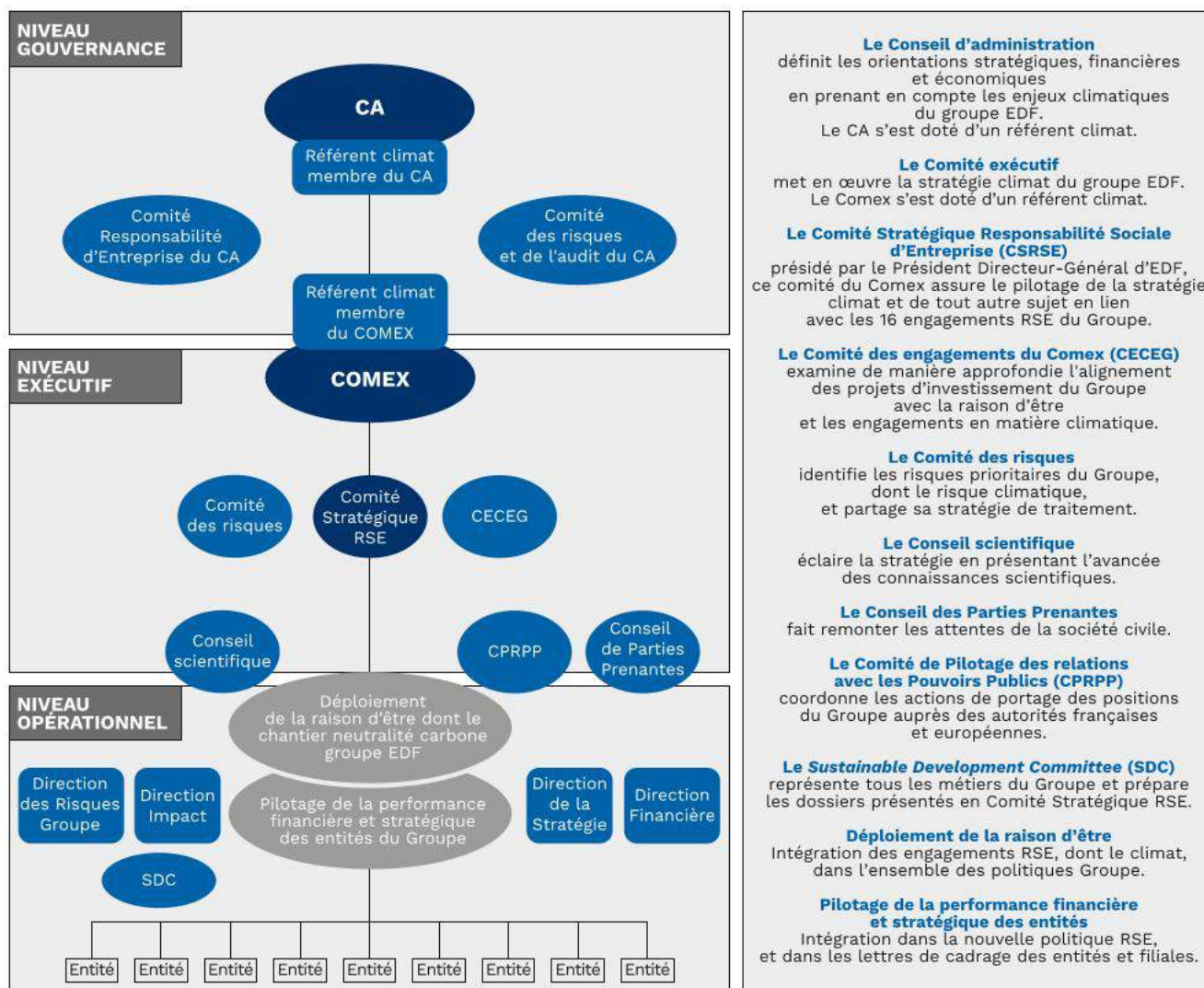
En ligne avec les meilleurs standards de la TCFD, le groupe EDF s'est doté depuis trois ans de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration ⁽¹⁾. Le Directeur Exécutif du Groupe en charge de l'Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie est Référent Climat au sein du Comité exécutif du Groupe. À ce titre, il porte l'ambition zéro émission nette du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même. La Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise est Référente Climat au sein du Conseil. Elle veille, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif, à ce que le Conseil identifie l'ensemble

des impacts du changement climatique pour le Groupe. Elle veille également à ce que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique.

En 2022, pour la première fois, EDF a soumis à son Assemblée générale une résolution portant sur le climat (*Say on Climate*). Le plan de transition climatique du groupe EDF a été adopté à 99,87 % par l'Assemblée générale des actionnaires.

Par ailleurs, dès la publication du premier rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF avait fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques, en collaboration avec des organisations de référence comme Météo France. Il s'agit du service climatique d'EDF R&D qui joue le rôle de passerelle entre la science climatique et les métiers du groupe EDF. Cette compétence s'appuie sur la nouvelle gouvernance qui permet de fournir aux différents métiers du Groupe des données climatiques pour quantifier les risques liés au changement climatique et élaborer leur plan d'adaptation. Pour ses études d'impact et de dimensionnement, le Groupe considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant en termes de réchauffement global, c'est-à-dire actuellement le SSP5-8.5.

3.1.4.1.2 Cartographie de la gouvernance climatique



(1) Communiqué de presse d'EDF du 10 décembre 2020 « Cinquième anniversaire de l'accord de Paris : EDF relève son ambition et prend de nouveaux engagements pour le climat ».

3.1.4.2 Mise en œuvre des recommandations de la Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)

3.1.4.2.1 Le groupe EDF et la TCFD

3.1.4.2.1.1 TCFD Supporter

La TCFD (*Task force on Climate-related Financial Disclosures*) est un groupe de travail du Conseil de stabilité financière (FSB : *Financial Stability Board*) du G20 qui a été mis en place lors de la COP21

en 2015. Il vise à améliorer la transparence financière des entreprises en matière climatique. Le groupe EDF a été l'une des premières organisations au monde à soutenir cette démarche, et est enregistré officiellement comme TCFD supporter⁽¹⁾.

3.1.4.2.1.2 Reporting TCFD

Les recommandations de la TCFD⁽²⁾ précisent les éléments de reporting climat attendus dans les documents d'enregistrement universel des entreprises pour quatre piliers : la gouvernance, la stratégie, la gestion des risques et les indicateurs.

3.1.4.2.1.3 Alignement du groupe EDF

En matière de reporting, le groupe EDF est aligné avec les recommandations de la TCFD, telles que détaillées dans le rapport « *Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures* », TCFD, juin 2017 :

Sections de l'URD	
Gouvernance	
a) Rôle du Conseil d'administration dans la gouvernance climatique de l'entreprise	3.1.4.1.1
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	3.1.4.1.1
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	3.1.4.2.2 et 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	3.1
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scénarios climatiques	3.1.4.2.3
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	3.1.4.2.2 2.1 et 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	3.1.2 et 3.1.4.2 2.1 et 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	2.1
Indicateurs et objectifs	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	3.1.4.3 et 3.6
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	3.1.1.2.4
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	3.1.1.1 et 3.1.1.2 3.1.2.1 et 3.2.2.2

3.1.4.2.2 L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil scientifique du Groupe en mars 2019, ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF et au Comité d'audit du Conseil d'administration en octobre 2019.

Le groupe EDF retient, pour l'analyse des risques climatiques, la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques et les risques de transition⁽³⁾.

3.1.4.2.2.1 Les risques physiques du groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques liés aux événements extrêmes	Augmentation des vagues de chaleur et de sécheresse	Production : baisse de productible nucléaire lié à la source froide, étiage barrages dans les pays du Sud, vieillissement accéléré des matériaux. Transport et distribution : baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. Tous métiers : renchérissement des coûts des assurances, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires.
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production : dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des crues plus intenses. Transport et distribution : coupures de réseaux.
Risques liés aux événements chroniques	Augmentation des températures moyennes/augmentation du niveau de la mer	Production : baisse et modification du productible hydraulique, baisse de rendement des installations nucléaires et thermiques, risque de submersion d'ouvrages en bord de mer (notamment régions insulaires), prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau, risque de développement microbien dans les circuits de refroidissement. Transport et distribution : baisse de capacité des lignes de transport. Commercialisation : baisse de la demande de chauffage, augmentation de la demande de climatisation.

(1) fsb-tcfd.org/tcfd-supporters

(2) *Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures*, TCFD, juin 2017.

(3) Ces risques figurent également en section 2.2.5 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » facteur de risque 5B « adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition ».

3.1.4.2.2.2 Risques et opportunités de transition pour le groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques juridiques	Contentieux climatiques	Risque d'annulation d'autorisations, risque de contentieux suite à des événements climatiques exceptionnels, risque de contentieux liés aux publications du groupe EDF, notamment sur le devoir de vigilance.
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des diverses parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté.
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur les ressources foncières nécessaires aux énergies renouvelables du fait de la réglementation (biodiversité, terres agricoles) et d'une légitimité à partager avec de nombreuses parties prenantes.
	Difficulté politique à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris	Opportunité : en tant que leader bas carbone *, le groupe EDF est appelé à jouer un rôle clé dans la décarbonation de l'économie européenne.
Risques clients – marchés	Évolution des attentes des clients	Opportunité : demandes accrues liées à l'autoconsommation, à l'efficacité énergétique, à la mobilité électrique, aux offres vertes et bas carbone.
	Évolution des usages de l'électricité	Opportunité : l'électricité décarbonée est reconnue comme vecteur indispensable de la décarbonation de l'économie.
Risques technologiques	Stabilité et sécurité du réseau électrique	Risque/Opportunité : risque d'instabilité du système en cas de fort taux de pénétration des énergies renouvelables/rôle clé du nucléaire manœuvrable en complément des ENR pour assurer la stabilité du réseau.
	Technologies de transition	Risque/Opportunité : émergence possible de technologies telles que la CCSU, le solaire thermique, les <i>small modular reactors</i> , le stockage, ou en matière d'émissions négatives.
Risques financiers	Accès aux financements compétitifs	Risque/Opportunité : risque en cas de non-alignement avec les critères 1,5 °C des investisseurs. Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (<i>Green Bonds</i> , prêts à impact).
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone.

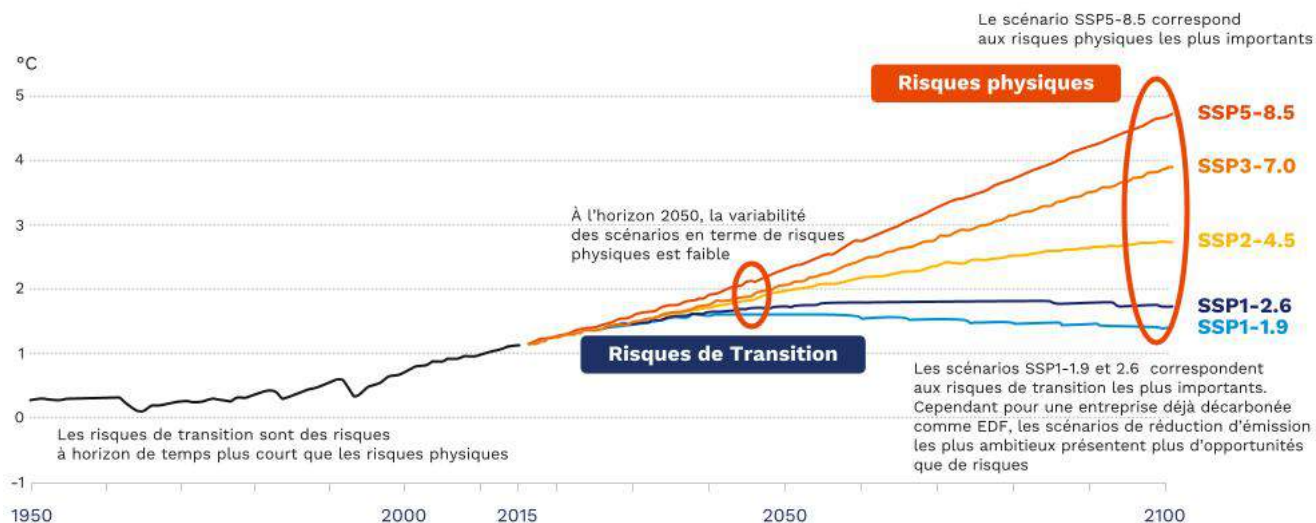
* Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».

3.1.4.2.3 L'analyse par scénarios des risques et opportunités climatiques

3.1.4.2.3.1 La scénarisation des risques physiques

Pour l'évaluation quantitative des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les simulations issues des exercices CMIP (*Coupled Model Intercomparison Project*) dont les résultats nourrissent les rapports d'évaluation du GIEC. Il s'agit, pour le 5^e exercice CMIP5, des simulations forcées par les scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*) utilisées pour le 5^e rapport d'évaluation. Les études d'impact menées par EDF sont progressivement mises à jour avec les simulations du dernier exercice, CMIP6, sur lesquelles se base le dernier rapport d'évaluation du GIEC (AR6). Elles sont forcées par les scénarios SSPX-Y.Z (*Shared Socioeconomic Pathways – X* étant le numéro du scénario, Y.Z étant la valeur du forçage radiatif en fin de siècle). Ces scénarios sont caractérisés par la valeur du forçage radiatif résultant des émissions de gaz à effet de serre et aérosols cumulées à l'horizon 2100, ainsi que des

changements d'affectation des terres. Plus les émissions de gaz à effet de serre sont élevées, plus elles induisent une augmentation du forçage radiatif par rapport à l'ère préindustrielle (1850-1900) caractérisée par un réchauffement et un dérèglement du système climatique. Seuls les scénarios les plus ambitieux en termes de réduction d'émission de gaz à effet de serre (SSP1-2.6 et SSP1-1.9) proposent des projections qui permettent en moyenne de limiter la hausse de la température moyenne globale en fin de siècle respectivement à 2 °C et à 1,5 °C de plus que lors de la période préindustrielle. Les projections climatiques forcées par le scénario d'émissions les plus élevées (SSP5-8.5) mènent en moyenne à une hausse supérieure à 5 °C à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle.



Scénarios utilisés	EDF prescrit l'utilisation privilégiée de simulations produites par 19 modèles forcés par trois scénarios de référence pour les études d'impact climatique des installations du Groupe : le SSP2-4.5, le SSP3-7.0 et le SSP5-8.5 (scénario le plus impactant), soit 19x3 simulations. Le choix du couple scénario-modèle est primordial. EDF s'appuie à présent sur les simulations CMIP6 en mettant à jour les études d'impact déjà réalisées à partir des simulations CMIP5.
Périmètre	Projections climatiques globales avec descente d'échelle statistique adaptée pour chaque étude à l'installation considérée.
Principaux phénomènes considérés	Température de l'air (rendement des centrales nucléaires et thermiques, capacité de transport des réseaux de distribution, risque d'incendie, productible PV). Débit et température des fleuves (productible hydraulique et nucléaire, risque d'inondation). Niveau et température de surface de la mer (submersion des infrastructures et productible nucléaire). Vent et rayonnement (productible éolien et PV). Événements extrêmes : tempêtes et inondations, canicules, étiages sévères (endommagement des moyens de production et de distribution, productible nucléaire et hydraulique).
Horizon temporel considéré	Moyen à long terme (2050 à 2100) en raison de la longue durée de vie technique des infrastructures de production et de distribution d'électricité d'EDF. À noter que les scénarios d'émissions conduisent à des évaluations d'impact significativement différentes seulement à partir de 2050, du fait de l'inertie du système climatique et de l'impact prévisible des émissions historiques.

Les scénarios ADAPT

L'objectif pour le projet ADAPT est de rechercher les situations les plus pénalisantes en termes de canicules et d'étiage. Pour ce faire, il est nécessaire de mettre en œuvre des techniques statistiques permettant d'étendre la distribution des possibles observée ou projetée. L'approche proposée s'appuie sur l'utilisation de modélisations stochastiques dont l'application à tous les couples modèles scénarios n'est pas envisageable pratiquement. Il a donc été nécessaire de sélectionner au préalable 3 ou 4 couples modèles scénarios permettant de balayer au mieux la fourchette des possibles. Les premières études ont été réalisées sur les CNPE de Chooz et de Civaux⁽¹⁾ à partir des projections CMIP5 puis mises à jour avec les projections CMIP6. La stratégie de simulation stochastique a été améliorée pour représenter au mieux les extrêmes de canicules et pour modéliser les précipitations.

Exemples de résultats obtenus

Les résultats obtenus pour Chooz avec le scénario haut identifié dans l'ensemble de projections CMIP5 montre que la fréquence d'une canicule de plus de 10 jours passerait d'environ une fois tous les 200 ans dans le climat des années 1981-2010 à quasiment une fois tous les 2 ans sur la période 2036-2065. Ces résultats s'inscrivent dans une approche systémique de l'adaptation au changement structurée autour de l'habitabilité du territoire.

Les centrales nucléaires en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en prenant en compte les résultats des études d'impact climatique, et notamment les perspectives de hausse du niveau de la mer associée à des houles exceptionnelles. Ainsi pour la centrale de Hinkley Point C (Somerset, UK), une digue de 13,5 mètres de haut a été construite afin de pallier l'augmentation de la hauteur des vagues estimée à 4,6 mètres d'ici 100 ans. Cet horizon de temps permet de couvrir à la fois les périodes de fonctionnement et de démantèlement de l'installation. Pour la centrale de Sizewell C (Suffolk, UK), la hauteur de la digue a été fixée à 10,2 mètres, traduisant la plus faible amplitude des marées de la mer du Nord comparée à celle du canal de Bristol.

Concernant l'exposition aux événements extrêmes de type tempête, cyclone, inondation et incendie, les activités du groupe EDF identifiées comme les plus à risque sont, d'une part, les réseaux de distribution (Enedis), et d'autre part, les activités insulaires d'EDF (SEI et PEI), notamment dans les scénarios les plus pessimistes comme le SSP5-8.5. Les centrales nucléaires ont des niveaux de sécurité déjà très élevés et leur adaptation aux événements physiques les plus extrêmes fait l'objet d'un réexamen décennal.

L'impact du changement climatique sur l'évolution de la demande en électricité a été modélisé, notamment au niveau national dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » du responsable du réseau de transport français RTE. Cette étude, qui confirme la pertinence de la complémentarité du nucléaire et des renouvelables, met en évidence une augmentation de la demande d'électricité en été (déploiement de la climatisation) et une baisse en hiver (moins de chauffage), qui va dans le sens d'un léger rééquilibrage du profil saisonnier de la demande électrique.

3.1.4.2.3.2 La scénarisation des risques de transition

Pour l'évaluation de la résilience de sa stratégie par rapport aux risques climatiques, notamment ceux liés à la transition (risques juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF se base sur les scénarios développés par le *Network for Greening the Financial System* (NGFS). Ces scénarios, développés par des acteurs académiques de référence pour le compte des banques centrales et superviseurs du réseau NGFS, sont disponibles publiquement et reconnus pour leur pertinence. Les scénarios s'appuient sur trois modèles, dont chacun intègre les dimensions économie-énergie-climat (*Integrated Assessment Models*, IAMs) ; cette approche multi-modèle permet de minimiser le risque de modèle, et de rendre compte des fortes incertitudes qui entourent les effets des politiques de transition vers une économie bas carbone. Par rapport aux modèles plus granulaires centrés sur la modélisation du système électrique, les bouclages macro-économiques qui sont explicitement intégrés dans les scénarios NGFS permettent de conduire l'exercice d'évaluation de résilience dans un cadre suffisamment global.

En cohérence avec les recommandations de la TCFD et les exigences futures de la CSRD, le groupe EDF s'appuie, pour cette analyse, sur trois scénarios NGFS tirés des trois familles dans lesquelles les scénarios climatiques sont habituellement catégorisés :

- les scénarios *Hot house world* (Vers un monde plus chaud) ou *Too little too late* (Trop peu trop tard) qui donnent lieu à des hausses de températures à la fin du siècle non compatibles avec l'Accord de Paris ;
- les scénarios *Paris-aligned* qui respectent l'Accord de Paris (*Well-Below 2° C à 2100*) ;
- les scénarios *Paris Ambitious* qui visent la neutralité carbone globale à 2050 (1,5 °C à 2100 avec ou sans dépassement temporaire de l'objectif pour rattraper un retard accumulé).

Le choix d'un scénario parmi chaque famille permet de couvrir un large éventail parmi les futurs possibles. Le scénario *Below 2 °C*, dont les sous-jacents se rapprochent du scénario interne de référence du Groupe pour les risques marchés énergies, a été choisi comme scénario central. L'analyse consiste à évaluer l'impact financier pour EDF d'une transition plus lente (*Hot house world*) ou plus rapide (*Paris Ambitious*), en estimant le différentiel d'EBITDA dans ces scénarios par rapport au scénario central.

(1) Les scénarios considérés sont les suivants : scénario haut (GFDL-CM3/RCP8.5), scénario bas (MRI-CGCM3/RCP2.6), scénarios intermédiaires (NorESM1-M/RCP4.5) et (BNU-ESM/RCP4.5).

3. Performance extra-financière

Neutralité carbone et climat

Le groupe EDF rappelle que l'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO₂ suffisamment élevé, afin de guider les usages et les investissements vers les solutions décarbonées. Cela implique aussi des prix des différentes énergies qui reflètent leur contenu CO₂ ; et comme la production d'électricité en Europe repose encore à court et moyen termes sur des moyens de production carbonés, le prix de l'électricité intègre une composante CO₂, qui est élevée dans la trajectoire optimale vers la neutralité carbone (*Net Zero*). Le prix du CO₂ est donc le meilleur indicateur de l'ambition climatique des différents scénarios. En cohérence, les scénarios du NGFS ordonnent les prix du CO₂ selon cette ambition : le prix du CO₂ est plus élevé dans les scénarios *Paris Ambitious*, et le prix du CO₂ est moins élevé dans les scénarios *Hot house world*. Et corrélativement,

dans le scénario le plus ambitieux d'un point de vue climatique (*Net Zero, Paris Ambitious*), le prix de l'électricité est plus élevé que dans le scénario central, car c'est cette politique publique qui minimise le coût du système énergétique global tout en atteignant la neutralité carbone. Plus spécifiquement, les estimations quantitatives qui suivent reposent sur la modélisation MESSAGEix-GLOBIOM de la Phase 4 des scénarios NGFS, car c'est la modélisation qui aboutit aux mix énergétiques et aux prix des énergies les plus cohérents.

L'exercice d'évaluation de la résilience est conduit sur l'année 2035, qui correspond à un horizon stratégique moyen terme pour le Groupe, et c'est un horizon qui permet de déjà différencier les scénarios climatiques selon leurs effets, notamment sur les pays du G4 (France, Grande-Bretagne, Italie, Belgique).

Scénarios	Transition rapide : Scénario <i>Net Zero 2050</i> - politiques climatiques ambitieuses débouchant sur la neutralité carbone globale en 2050 et conduisant à une augmentation de température moyenne de + 1,4 °C en 2100 avec peu ou pas de dépassement de la cible. <i>Net Zero 2050</i> correspond à une transition ordonnée qui repose sur une implémentation rapide des politiques de décarbonation et de l'innovation technologique. Central : Scénario <i>Below 2 °C</i> - augmentation graduelle de l'ambition des politiques climatiques conduisant à une augmentation de température moyenne de + 1,6 °C en 2100. La neutralité carbone au niveau global est atteinte après 2070. <i>Below 2 °C</i> est un scénario de transition ordonné avec une homogénéité inter-régionale des politiques climatiques. Transition lente : Scénario <i>Current Policies</i> - seules les politiques mises en œuvre actuellement sont préservées, et peu d'innovations technologiques émergent, ce qui conduit à une augmentation de température de + 3 °C en 2100 et des risques physiques élevés.
Modèle	Scénarios NGFS, modélisation MESSAGEix-GLOBIOM.
Périmètre	Pays du G4 : France, Grande-Bretagne, Italie, Belgique
Principales Variables considérées	Demande finale en énergie, part de la demande en électricité, part du mix énergétique produite par des solutions décarbonées (par pays)... Prix du CO₂ Prix de l'électricité
Horizon temporel considéré	Moyen terme (2035) : l'Europe et la plupart des pays où opère le groupe EDF sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. 2035 correspond au point intermédiaire sur la trajectoire 2050. Il s'agit d'une échéance majeure pour la stratégie moyen terme du Groupe, et par ailleurs les scénarios climatiques produisent déjà des effets différenciés à cet horizon.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'estimation quantitative, conduite dans le cadre de l'analyse scénarisée des risques climatiques sur les actifs de production d'électricité du Groupe à horizon 2035.

Modèle d'affaires du groupe EDF	Indicateur	Vs Alignement sur le scénario <i>Below 2°C</i>	
		<i>Net Zero 2050</i> - Transition Rapide	<i>Current Policies</i> - Transition lente
Production et commercialisation d'électricité	EBITDA 2035	> + 5 Mds€	< - 5 Mds€

L'électricité décarbonée, le principal levier pour atteindre la neutralité carbone de l'économie

La stratégie de décarbonation optimale consiste à : i) sortir les énergies fossiles du mix énergétique, avant tout en électrifiant les usages et en réduisant la demande d'énergie finale ; ii) produire l'électricité ainsi nécessaire par des technologies décarbonées. En décarbonant le secteur de la production d'électricité et de la chaleur, nous agissons sur le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre au niveau mondial, représentant à lui seul environ près de 23 % des émissions mondiales ⁽¹⁾. En France, notamment grâce à la performance carbone du groupe EDF, le secteur de la production d'électricité et de chaleur représente non pas 23 % mais moins de 6 % des émissions anthropiques nationales de gaz à effet de serre ⁽²⁾. Le groupe EDF, premier producteur mondial d'électricité en volume de production d'électricité décarbonée (sans émission directe de CO₂) ⁽³⁾, présente un profil atypique d'exposition aux risques de transition par rapport aux autres énergéticiens. En effet, pour le groupe EDF, le renforcement et l'accélération des politiques climatiques visant l'atteinte de la neutralité carbone sont cohérentes avec le modèle d'activité du Groupe, et constituent donc des opportunités plus que des risques pour la valorisation de son

activité, basée sur la production d'électricité décarbonée (énergie nucléaire et énergies renouvelables) et l'accompagnement dans les usages décarbonés.

En cohérence, le scénario *Net Zero 2050* de NGFS illustre qu'une stratégie ordonnée pour atteindre la neutralité carbone au niveau mondial repose sur : i) une accélération de l'électrification des usages, ce qui contribue massivement à l'amélioration de l'efficacité énergétique et ainsi, associé aux actions de sobriété dans les comportements, à la réduction de la demande d'énergie finale ; et ii) sur la décarbonation de la production d'électricité. Mettre en œuvre cette stratégie de manière optimale nécessite d'affecter aux émissions de CO₂ un signal-prix élevé, à la hauteur de leur externalité sur le climat. Le prix du CO₂ élevé favorise la production d'énergie décarbonée : c'est pour cela que l'EBITDA des activités de production d'électricité décarbonée du Groupe (énergie nucléaire et énergies renouvelables) est supérieur dans un scénario d'ambition climatique renforcée tel que *Net Zero 2050*, par rapport au scénario de référence *Below 2°C*, et inversement pour le scénario *Current Policies*. Le scénario *Net Zero 2050* voit également une diminution de la part du gaz dans les mix électriques européens à horizon 2035. Toutefois, l'impact sur les activités bas carbone est largement prépondérant vis-à-vis du reste des activités.

(1) GIEC, AR6

(2) CITEPA, SECTEN 2023

(3) <https://power-producers-ranking.enerdata.net/>

Exemples de décisions stratégiques prises par le groupe EDF pour limiter les risques de transition

Le groupe EDF s'est fixé un objectif de contribution à la lutte contre le changement climatique dès sa première politique environnementale de 2005. L'intégration de cet enjeu au cœur de la stratégie du groupe s'est considérablement accélérée avec la signature de l'Accord de Paris (2015), puis les recommandations de la TCFD (2017) et enfin l'adoption de la raison d'être du groupe (2020). Cette démarche a notamment conduit le groupe EDF à prendre les décisions et engagements stratégiques suivants : atteinte du « Zéro émission nette » d'ici 2050 sur tous les scopes d'émission de gaz à effet de serre et toutes ses activités, sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, grand carénage pour poursuivre l'exploitation des centrales nucléaires existantes, premier moyen de production d'électricité décarbonée en France, lancement du programme de construction de 6 EPR2, lancement de Nuward, lancement du plan Solaire, du plan Stockage, du plan Mobilité électrique, du plan Hydrogène, création de la Direction Innovation et Programme Pulse (DIPP), création des filiales dédiées aux solutions d'accompagnement des clients vers le « Zéro émission nette » (stratégie de décarbonation, hydrogène, séquestration carbone, etc.). Une analyse des risques et opportunités de transition (voir la section 3.1.4.2.2) est conduite annuellement par le groupe EDF. Elle conforte le bon alignement de la stratégie du Groupe avec les objectifs politiques fixés par l'Accord de Paris et la résilience du modèle d'affaire du Groupe aux différents scénarios envisagés.

3.1.4.2.4 L'utilisation d'un prix du carbone pour orienter les investissements

L'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO₂ suffisamment élevé, qui rend compte de l'externalité sur le climat, et qui permet de guider les usages et les investissements vers les solutions décarbonées. Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie et de son engagement « Zéro émission nette » sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050.

Pour l'ensemble des pays couverts par l'EU-ETS (système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre) ainsi que le Royaume-Uni (équivalent UK-ETS), qui concentrent la majeure partie des investissements du groupe EDF, la sensibilité de la rentabilité des projets en matière de production est également évaluée sur la base de scénarios moyen-long terme incluant différentes trajectoires de prix anticipés des quotas d'émissions jusqu'en 2050.

Ces scénarios sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les régulations climatiques et énergétiques. Ils intègrent également des hypothèses contrastées concernant les trajectoires des prix de l'EU-ETS à moyen et long terme, issues d'un processus impliquant modélisation et contributions d'experts. La fourchette du prix du carbone actuellement retenue par EDF dans ses scénarios est de l'ordre de 40 à 180 euros/t CO₂ à l'horizon 2040, avec un prix médian de 150 euros/t CO₂. En permettant d'identifier les risques et opportunités associés aux projets et de tester leur résilience vis-à-vis du changement climatique, cette analyse, fondée sur des scénarios intégrant différentes trajectoires de prix du carbone, contribue à l'orientation des investissements du Groupe.

Pour les investissements dans les zones non réglementées par un prix du carbone, les émissions de carbone sont prises en compte dans le choix des technologies. EDF examine attentivement les technologies utilisées dans chaque pays et s'efforce de choisir les meilleures technologies disponibles qui sont en ligne avec les futures trajectoires de décarbonation.

3.1.4.3 La finance au service de la décarbonation

3.1.4.3.1 Alignement avec la taxonomie européenne

Pour un développement complet, voir la section 3.7.4 « Taxonomie Européenne ».

3.1.4.3.2 Recours aux Green and Social Bonds (obligations vertes et sociales)

Pour un développement complet, voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF ».

3.1.4.3.3 Recours aux lignes de crédit indexées sur les indicateurs ESG du Groupe

Pour un développement complet, voir la section 6.1, la note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

3.1.4.4 EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable

EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie.

L'évaluation de son lobbying passe par un processus d'examen qui déclenche, si nécessaire, des actions de suivi. Il consiste notamment en des revues et des évaluations annuelles des associations professionnelles partenaires d'EDF, sur la base de leur alignement avec la raison d'être d'EDF, avec l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à un niveau de 1,5 °C par rapport au niveau préindustriel et avec les principes de transition juste. Dans le cas où un décalage serait identifié entre les principes de l'association, d'une part, et ce qu'EDF promeut à travers sa raison d'être, ainsi que les objectifs de l'Accord de Paris et les principes de la transition juste, d'autre part, EDF fournit une analyse sur la manière dont, tout en restant membre de l'association, il peut encore promouvoir ses valeurs.

Une fois achevée, et si ce processus d'examen met en lumière des désalignements matériels, la position d'EDF est d'encourager les associations à adopter une approche plus proactive en matière de plaidoyer pour le climat. EDF est convaincu qu'il peut apporter plus efficacement le changement de l'intérieur que de l'extérieur. Cependant, si EDF identifie une faible probabilité d'évolution, le processus d'examen peut conduire à réévaluer l'adhésion du Groupe à certaines organisations et envisager d'en rejoindre de nouvelles ⁽¹⁾.

3.1.4.4.1 Au niveau national

EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à sortir de la dépendance aux énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union française de l'électricité (UFE) qui promeut un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « Zéro émission » ⁽²⁾.

EDF s'est joint, en août 2019, à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » ⁽³⁾. EDF soutient la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire national ambitieux pour permettre à la France d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

EDF est également partie prenante de l'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC). Il s'agit de la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de notre société aux impacts du changement climatique. EDF a notamment répondu aux consultations publiques en 2023 relatives à l'adoption d'une trajectoire nationale pour l'adaptation au changement climatique (« TRACC », septembre 2023) et relatives au projet de stratégie française énergie-climat (SFEC, décembre 2023).

(1) Voir aussi ce qui est fait en matière de transparence en section 3.3.2.2.1 « Le programme anti-corruption ».

(2) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/

(3) medef.com/fr/communiqu-e-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat

EDF s'est engagé en mai 2023 dans le cadre de l'initiative « Sport Sponsors Climate Pledge »⁽¹⁾ à conditionner, à partir de 2025, toute décision de sponsoriser un événement sportif à la mise en place par l'événement d'objectifs de réduction carbone alignés avec l'Accord de Paris.

3.1.4.4.2 Au niveau européen

Le *lobbying* européen d'EDF désigne la promotion ou la défense des intérêts de l'entreprise par ses représentants auprès des institutions européennes, conformément à la raison d'être d'EDF et dans le but d'influencer des propositions ou des décisions susceptibles d'avoir un effet sur le climat et sur les activités de l'entreprise.

La Direction des Affaires européennes d'EDF anime les engagements des entités d'EDF auprès des associations professionnelles et des groupes de réflexion, et examine leur alignement avec la raison d'être d'EDF dans le respect des principes de la Transition Juste ainsi que des objectifs de l'Accord de Paris. La Direction des Affaires Européennes a mis en place une revue des associations présentes à Bruxelles⁽²⁾.

3.1.4.4.2.1 EDF est particulièrement actif sur la scène européenne

Il intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit via l'association Eurelectric représentant les électriciens européens. L'engagement d'EDF en faveur d'un système de marché de gaz à effet de serre européen robuste et d'une stratégie énergie climat long terme ambitieuse portée par la Commission est reconnu par les parties prenantes, y compris par des organisations non gouvernementales (ONG). Ainsi, le think tank InfluenceMap⁽³⁾ classe une fois encore EDF en 2023 comme l'une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les discussions politiques⁽⁴⁾, EDF agit dans le cadre d'un lobbying transparent et responsable (voir la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains »)⁽⁵⁾.

3.1.4.4.2.2 EDF soutient pleinement le Green Deal européen et le paquet FitFor55 %

EDF, par la voix de son Président-Directeur Général, a œuvré dès 2022 pour promouvoir le Green Deal comme une opportunité sociale, industrielle et stratégique pour tous les Européens, et ce autour de quatre piliers : adopter un mode de vie électrique abordable et sobre en carbone en luttant contre la taxation discriminatoire de l'énergie ; veiller à ce qu'une gamme complète de technologies à faible émission de carbone contribue à une décarbonation rentable, favorisant le déploiement des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et l'utilisation de l'hydrogène électrolytique ; montrer la résilience et la flexibilité de l'électricité comme un atout clé pour le Green Deal, tout en favorisant l'intégration intelligente et en mettant en évidence les avantages de la numérisation.

3.1.4.4.3 Au niveau international

EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO₂⁽⁶⁾, fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique.

Pour la sortie du charbon

Dès 2017, EDF s'est engagé dans la coalition Powering Past Coal Alliance⁽⁷⁾ qui promeut la sortie du charbon dans le cadre de l'Accord de Paris, dès 2030 dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Dès 2021, EDF a apporté son soutien au Global Coal to Clean Power Transition Statement⁽⁸⁾ lancé par la présidence britannique de la COP26 et déjà signé par 23 pays.

Pour l'accélération du développement des énergies décarbonées (renouvelables et nucléaire) et pour l'efficacité énergétique

À l'occasion de l'Assemblée générale de l'ONU et de la New York Climate Week en septembre 2023, EDF s'est joint à l'initiative de la « Global Renewables Alliance » appelant à tripler les capacités d'énergie renouvelable au niveau mondial d'ici à 2030. Cette initiative, relayée par plus de 120 pays, a permis de faire figurer cette ambition, ainsi que celle de doubler le taux annuel d'amélioration de l'efficacité énergétique, dans la décision finale de la COP28, qui s'est tenue à Dubaï du 30 novembre au 12 décembre 2023.

EDF s'est également engagé à œuvrer pour tripler la capacité nucléaire mondiale d'ici 2050 en signant en septembre 2023 le « Net Zero Nuclear Industry Pledge », initiative relayée par plus de 20 pays dans une déclaration formelle lors de la COP28⁽⁹⁾.

3.1.4.4.4 Agir de manière cohérente auprès des parties prenantes externes

EDF a mis en place une gouvernance spécifique afin d'assurer la cohérence des positions défendues par le Groupe. Il veille à ne pas soutenir des initiatives dont les messages ne seraient pas alignés avec sa propre ambition en termes de lutte contre le changement climatique. EDF n'est plus membre de *Business Europe* depuis le 1^{er} novembre 2020.

Toutes les positions clés d'EDF sur les sujets climatiques font l'objet, à l'exception de celles qui concernent les gestionnaires de réseaux au sens du Code de l'énergie, d'une validation par le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics. Ce comité, coprésidé par le Secrétaire Général et le Directeur Exécutif Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation, la Direction Juridique.

(1) Le sport soutient l'engagement en faveur du climat - ChangeNOW

(2) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-05/edfgroup_2022_lobbying-process_review_20230524_va.pdf

(3) influencemap.org

(4) InfluenceMap Corporate Climate Policy Engagement Leaders, 2023

(5) Les rapports d'activité de la Direction des Affaires Européennes EDF sont accessibles en ligne : [edf.fr/sites/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/rapports](https://www.edf.fr/sites/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/rapports)

(6) Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».

(7) poweringpastcoal.org/members

(8) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/

(9) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/6666/CP_EDF-COP28-V4-clean.pdf

3.1.4.5 Implication des salariés et des cadres dirigeants en matière de neutralité carbone

EDF met en œuvre des actions pour permettre à ses salariés et ses cadres dirigeants de s'approprier la raison d'être du Groupe et ses engagements climatiques. Ces actions passent par la formation ⁽¹⁾, l'intelligence collective et la rémunération.

3.1.4.5.1 Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique

Bonus des cadres dirigeants 2023

Voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres ».

Accord d'intéressement des salariés 2023

Voir la section 3.3.3.7.2 « Dispositifs de rémunération variable au service de la performance ».

3.1.4.5.2 Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique

EDF déploie des initiatives directement centrées sur la lutte contre le réchauffement climatique.

Dans la continuité de l'atelier de sensibilisation « La Fresque du climat » et en lien avec l'initiative « Combattre le CO₂, ça commence par nous », le Groupe poursuit son action de sensibilisation des salariés aux enjeux du changement climatique, avec le lancement en 2023 d'une nouvelle offre de formation « Engagés pour la planète », 100 % en ligne, qui vise la mobilisation et le passage à l'action.

3.1.4.5.2.1 Le « Passeport neutralité carbone »

Au travers du programme interne « Combattre le CO₂, ça commence par nous », le « Passeport neutralité carbone », lancé fin 2020, permet de tester ses connaissances sur le changement climatique, de réaliser son bilan carbone et de passer à l'action via des défis dans les domaines de la consommation, de l'habitat, de l'alimentation, du transport, du numérique responsable ou encore de la sobriété énergétique.

Passeports neutralité carbone	2023
Nombre de passeports obtenus	38 977
Nombre de défis relevés	83 618

3.1.4.5.2.2 La « Fresque du climat »

Le groupe EDF s'est fixé l'objectif de sensibiliser un maximum de salariés aux enjeux climatiques par l'intermédiaire de la « Fresque du Climat ». Il s'agit d'un outil fondé sur l'intelligence collective, qui facilite la compréhension des rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) ⁽²⁾.

Fresque du climat	Objectif	2021	2022	2023
Nombre de salariés ayant participé à la Fresque du Climat	171 490 *	22 000	60 000	80 000
Nombre de salariés animateurs de la Fresque du Climat		780	1 600	1 800
Nombre de sessions		3 500	6 000	11 000

* Effectif Groupe à fin 2023 ; voir la section 3.3.3.9 « Détail des effectifs du Groupe ».

3.1.4.5.2.3 Des « Plans de mobilité durable employeur » élaborés par les salariés

Dans le cadre de l'accord Mobilité Durable Groupe signé à l'unanimité en novembre 2019, l'engagement a été pris de réaliser un « Plan de mobilité durable employeur » pour les sites de plus de 100 salariés. À fin 2023, 121 plans de mobilité employeur ont été finalisés à l'échelle du groupe EDF en France.

3.1.4.5.2.4 Formation et sensibilisation des salariés

Sur les aspects climatiques, voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

3.1.4.6 Innovation et R&D au service de la transition énergétique

À fin 2023, la R&D d'EDF compte 1 799 collaborateurs en France, et dispose d'un budget essentiellement dédié à la transition énergétique et climatique ⁽³⁾. 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D en France sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques. Ceux-ci portent notamment sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage d'électricité, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales (biodiversité, qualité de l'eau, réduction des nuisances).

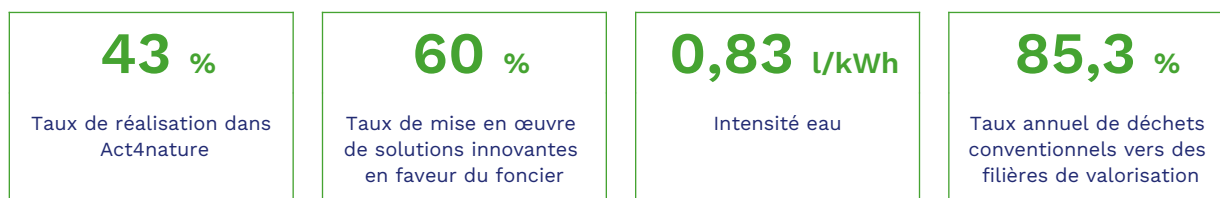
(1) Voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

(2) Cet outil développé en 2015 par Cédric Ringenbach a déjà permis de sensibiliser plus de 230 000 personnes dans le monde.

(3) Voir la section 1.5 « Recherche et développement (R&D), brevets et licences ».

3.2 Préservation des ressources de la planète

EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en optimisant l'utilisation des ressources, principalement naturelles. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la biodiversité, la gestion responsable du foncier, la gestion intégrée et durable de l'eau, l'économie circulaire et la gestion des déchets.



La nature (terre, eau, air) héberge des « actifs environnementaux », éléments naturels, vivants ou non. Les écosystèmes forment une partie importante de ces actifs et permettent la fourniture de services écosystémiques, comme l'approvisionnement en eau douce. L'entreprise a des impacts aussi bien positifs que négatifs sur la nature. Les impacts à court terme sur la nature peuvent entraîner des changements dans la qualité et la résilience des actifs

environnementaux, qui à leur tour donnent lieu à des risques à moyen et long terme pour les organisations, du fait des relations de dépendance de celles-ci. C'est l'objet des quatre sections à suivre (3.2.1 « Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF » ; 3.2.2 « Biodiversité et gestion responsable du foncier » ; 3.2.3 « Gestion intégrée et soutenable de l'eau » ; 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire »).

3.2.1 Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF

Les orientations politiques du Groupe ou d'EDF en matière de préservation des ressources naturelles sont fondées sur l'analyse des risques physiques et de transition, et se concrétisent notamment sous forme d'engagements publics ⁽¹⁾.

3.2.1.1 Risques nature (physiques et de transition)

Le Groupe a développé une analyse des enjeux « nature » sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en incluant l'amont et l'aval de ses activités (scope 3).

Cette analyse des risques biodiversité, menée selon la méthode de double matérialité sur les dépendances et impacts, s'est appuyée sur la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*). Les enjeux principaux portent sur les opérations et sur l'amont de la chaîne de valeur du groupe EDF. C'est le cas des approvisionnements de certains combustibles et matériaux, qui présentent des enjeux de dépendances à la nature (ressources, services de régulation) et de pressions (par exemple sur les écosystèmes et la ressource en eau). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques (risques physiques et de transition) que les risques sont correctement identifiés et couverts, avec certaines marges d'améliorations.

3.2.1.1.1 Risques physiques ⁽²⁾

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels pour le groupe EDF
Risques aigus	Baisse de la ressource en eau liée à l'augmentation des sécheresses sévères	Production : baisse de productible pour le domaine hydraulique et le nucléaire en lien avec les arrêts de rejets.
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production : dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des événements naturels exceptionnels (crues, tempête...) plus fréquents et plus intenses. Transport et distribution : dégradation et coupures de réseaux.
Risques chroniques	Raréfaction des ressources (métaux, minéraux)	Risques : difficultés d'approvisionnement en ressources nécessaires pour construire de nouvelles infrastructures énergétiques (production, transport et distribution) et pour leur maintenance, hausse des coûts. Opportunités : efficacité d'utilisation des ressources renforcée.

(1) Voir la section 3.2.1.2.1 « Engagements Nature 2023-2025 ».

(2) Selon la classification de la version n° 1 de la TNFD (*Taskforce on Nature-related Financial Disclosures*) parue en septembre 2023.

3.2.1.1.2 Risques de transition

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels pour le groupe EDF
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des diverses parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté. Contraintes réglementaires sur les débits/prélèvements d'eau (en particulier en période de stress hydrique – partage de la ressource). Risque d'augmentation de la redevance des agences de l'eau. <i>Water reuse</i> : exigences supplémentaires de réutilisation des eaux usées/industrielles (coût supplémentaire). Risque de restriction des arrêtés d'autorisation d'exploitation et augmentation des contentieux.
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur l'accès au foncier et l'usage des sols nécessaires aux énergies renouvelables du fait de la réglementation (ZAN ⁽¹⁾) et du partage pour différents usages. Risque d'accroissement de la pression sur le foncier appartenant au Groupe par des acteurs externes (collectivités notamment).
	Renforcement de la réglementation environnement sur les ressources minières (ex : restriction d'accès par la définition de zones protégées)	Difficultés d'approvisionnement en ressources minérales nécessaires pour construire de nouvelles infrastructures, la fabrication des modules/turbines (PV/éolien) et le combustible uranium et gaz.
	Évolution de la réglementation en matière d'environnement	Conformité réglementaire des installations du Groupe.
	Renforcement de la réglementation REACH	Difficultés d'approvisionnement en substances chimiques essentielles et arrêts de production.
Risques de marchés	Accès aux financements compétitifs	Risque en cas de non-alignement avec la TNFD ⁽²⁾ , ou avec la future réglementation CSRD ⁽³⁾ en matière de reporting. Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (<i>Green Bonds</i> , prêts à impact).
Risques de réputation	Impact environnement des projets et impact médiatique non maîtrisé	Difficultés dans le développement de nouveaux projets challengés au sein des débats publics.

(1) Zéro artificialisation nette.

(2) TNFD : Taskforce on Nature-related Financial Disclosure.

(3) CSRD : Corporate Sustainability Reporting Directive.

3.2.1.2 Engagement public du Groupe

Engagé de longue date en faveur de la biodiversité ⁽¹⁾, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment par l'inscription du Groupe dans deux dispositifs : Entreprises engagées pour la nature (EEN) et Act4nature international.

3.2.1.2.1 Engagements Nature 2023-2025 ⁽²⁾

Renouvellement des Engagements Nature 2023-2025	En France : initiative « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) portée par l'Office français de la biodiversité (OFB).	Thématiques d'engagement : réduire la contribution de nos activités aux facteurs de pressions IPBES ; protéger, restaurer et régénérer, renforcement et partage des connaissances ; transformer nos processus, notre organisation et nos compétences.
	À l'international : initiative Act4nature international initiée par l'association française des Entreprises pour l'Environnement (EpE).	

Ces engagements concernent plusieurs métiers du Groupe sur différentes régions géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité. Les nouveaux engagements portent notamment sur la chaîne de valeur du Groupe.

(1) EDF s'était dotée, dès 2006, d'une politique en faveur de la biodiversité (apporter une référence, de type Communiqué de presse public).

(2) Le KPI de cet engagement est fondé sur 18 indicateurs. 14 d'entre eux sont publiés dans cette section. Les 4 restants sont les suivants : n° 4 : Maintien de la performance d'EDF Hydro sur la gestion de la ressource en eau ; n° 14 : Pilotes séquestration carbone ; n° 17 : 150 millions de connexions clients sur consommation d'énergie ; n° 18 : sensibilisations internes (1 500 en 2023).

3.2.1.2.2 Empreinte environnementale

Test de méthode

Dans le cadre du projet R&D Empreinte Environnementale Production (EEP), une approche a consisté à sélectionner et tester la méthode *Product Biodiversity Footprint* (PBF) impliquant des experts de l'analyse du cycle de vie (ACV) et des domaines écologiques, tout en participant à son développement. À travers notamment une étude de cas applicative qui a permis d'évaluer et de comparer les impacts potentiels sur la biodiversité du cycle de vie Production kWh d'électricité Photovoltaïque (PV) et kWh d'électricité Gaz (CCG), le travail a permis de positionner la méthode sur la filière de production d'électricité, de tester sa robustesse et d'assurer des développements appropriés pour ce secteur.

SBT for Nature (SBTN)

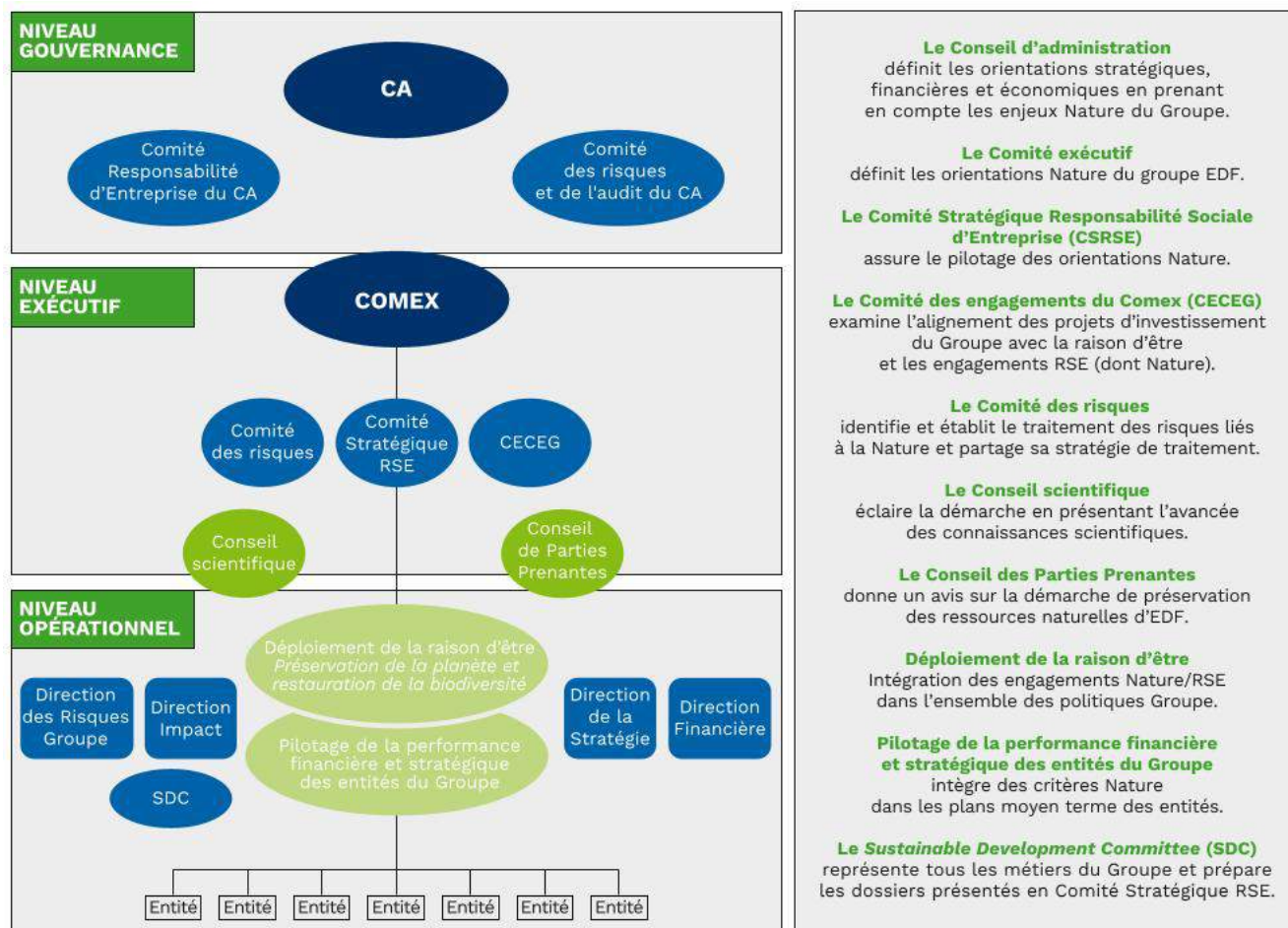
Soucieux de disposer d'une méthodologie d'action fondée sur la science, EDF a testé, sur un périmètre réduit, avec un collectif d'entreprises françaises, les premières étapes de la méthode SBT pour la Nature. Ces travaux ont fait l'objet d'une publication du collectif en 2022 ⁽¹⁾.

3.2.1.3 Gouvernance

3.2.1.3.1 Organes de gouvernance

La gouvernance nature du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »). Elle est pilotée au plus haut niveau du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau.

3.2.1.3.2 Cartographie de la gouvernance nature



Au niveau opérationnel, les risques liés à la nature sont intégrés dans le Système de Management Environnemental (norme ISO 14001) du Groupe (voir la section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) »).

(1) <https://www.bl-evolution.com/publication/science-based-targets-for-nature-retours-dexperience-de-la-phase-pilote/>

3.2.1.3.3 Participation d'EDF au Forum de la Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)

EDF a rejoint en 2021 le Forum de la *Taskforce on Nature-related Financial Disclosure* (TNFD). La TNFD se fixe pour ambition une meilleure information qui permettra aux institutions financières et aux entreprises d'intégrer les risques et opportunités liés à la nature dans leurs décisions de planification stratégique, de gestion des risques et d'allocation d'actifs.

TNFD

EDF a participé en 2022 et en 2023 à un projet pilote interentreprises visant à contribuer à l'élaboration des exigences de la TNFD et est inscrit dans la liste des *early adopters* de la TNFD.

Green Bonds

Pour un développement complet sur l'utilisation des *Green Bonds* à des fins de préservation des ressources naturelles, voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF ».

3.2.1.3.4 Labellisations

Plusieurs dispositifs de labellisation sont mis en place à l'échelon national ou local tels que la norme AFNOR NFX 32-001 portant sur la démarche biodiversité des organisations. EDF La Réunion est certifié à cette norme sur le périmètre de l'ensemble de ses activités *in situ*, exclusion faite de la post-exploitation. Le projet photovoltaïque de Saint-Romain-en-Gal (Rhône) a reçu le label « Projet à biodiversité positive » via le Schéma de cohérence territorial (SCOT) des Rives du Rhône.

3.2.1.3.5 Renforcement du dialogue avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes en matière de nature est fondé sur la mise en place de partenariats et de participation aux *think tanks* du domaine. Il est complété d'un dialogue mené au plus près du terrain, au sein des instances locales.

3.2.1.3.5.1 Partenariats

Les partenariats forment une composante majeure de l'action menée en faveur de la nature.

3.2.1.3.6 Formation et sensibilisation

3.2.1.3.6.1 Pour les salariés

S'agissant globalement des formations du domaine nature, environnement et développement durable, voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

3.2.1.3.6.2 Pour le grand public

Le Groupe, via sa Fondation ou ses métiers, soutient des actions philanthropiques en lien avec la biodiversité.

	2021	2022	2023
Nombre de projets biodiversité	44	43	25
Montant financé (en euros)	687 150	544 852	273 180

France échelle nationale

Le Groupe priorise les partenaires historiques nationaux de l'entreprise et les grands acteurs du secteur : Muséum national d'Histoire naturelle (MNHN), Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Fédération des conservatoires botaniques nationaux (FCBN), Fédération des conservatoires d'espaces naturels (FCEN), Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Inrae) et l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer). Ces partenaires sont réunis collectivement tous les deux ans pour challenger les engagements d'EDF sur la biodiversité.

France échelon local

Localement, ce sont plus de 100 partenariats qui visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la pêche en France (FNPF) se poursuit via le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). De nombreuses actions sont également menées au sein du parc nucléaire, en partenariat avec les acteurs locaux.

Royaume-Uni

EDF est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au *Standard Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark*. EDF collabore depuis plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell, le *Lancashire Wildlife Trust* à Heysham, avec le *Willdfowl & Wetlands Trust* à Hinkley Point C et avec le *Romney Marsh Countryside Partnership* à Dungeness. En 2023, l'agrément Biodiversity benchmark a été maintenu pour la gestion des terrains non exploités des 6 centrales nucléaires en exploitation d'EDF Energy.

3.2.1.3.5.2 Think Tank

EDF a participé en 2023 aux réflexions des *think tanks* tels qu'OREE ⁽¹⁾, Epe ⁽²⁾, CILB ⁽³⁾, WR ⁽⁴⁾, I, RECORD, ainsi qu'au groupe de travail de CDC Biodiversité ⁽⁵⁾ qui élabore une méthodologie d'empreinte écologique (*global biodiversity score*).

3.2.1.3.5.3 Instances locales

Le groupe EDF participe aux instances locales de gouvernance de la biodiversité : comités de bassin, comités de rivière et comités régionaux de biodiversité en France. Il développe une politique de coopération avec le monde associatif, scientifique et institutionnel.

(1) oree.org/objectifs-et-missions.html

(2) epe-asso.org/

(3) cilb.fr

(4) World Resources Institute.

(5) cdc-biodiversite.fr

3.2.2 Biodiversité et gestion responsable du foncier

3.2.2.1 L'action du Groupe

3.2.2.1.1 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs

Le rapport de l'IPBES ⁽¹⁾ en 2019 fait état de cinq facteurs de pressions majeurs : le changement d'usage des terres et des mers, la surexploitation des ressources, le changement climatique, les pollutions et les espèces exotiques envahissantes. Le Groupe agit en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs.

3.2.2.1.1.1 Changement d'usage des terres et des mers

Toutes filières confondues

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* ⁽²⁾, ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (éviter, réduire, compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation ⁽³⁾. Les études d'impacts environnementaux et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes).

Pour ses nouveaux projets, le Groupe optimise son emprise et positionne les nouveaux aménagements industriels préférentiellement sur des sites déjà artificialisés. Les opérations d'expertise et de réhabilitation des sites sont réalisées par les entités d'ingénierie du Groupe, avec l'appui de prestataires externes. S'agissant des décisions d'investissement, 100 % des projets présentés au CECEG ⁽⁴⁾ font l'objet d'un criblage sur les enjeux nature.

Les impacts sur l'environnement et la biodiversité des ouvrages en exploitation, notamment nucléaires, font l'objet d'une surveillance menée par les équipes d'EDF et par des organismes scientifiques tels que l'IFREMER ou l'IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire).

Cas des systèmes de production centralisée

Filière nucléaire et thermique classique

Une cartographie et un zonage des surfaces de terrain à usage industriel sont systématiquement réalisés sur les installations nucléaires et thermiques en France. Dans le contexte des travaux post-Fukushima, les surfaces bâties pour les 56 bâtiments abritant des groupes diesel d'ultime secours ont été prises sur du foncier déjà artificialisé. L'EPR en cours de construction à Flamanville est juxtaposé aux installations préexistantes de Flamanville 1-2.

La stratégie foncière mise en place permet d'accompagner la reconversion des anciens sites thermiques pour de nouveaux usages industriels. Deux emprises d'anciennes centrales thermiques ont été reconverties en centrales photovoltaïques d'EDF Renouvelables : la zone de l'ancien bloc usine de l'ex-centrale d'Ambès (Gironde) et une zone dégradée de l'ancienne centrale d'Artix (Pyrénées-Atlantiques). En 2023, le parc solaire d'Ottmarsheim (Haut-Rhin) a été mis en service.

Sobriété et de recyclage du foncier réhabilité

Pour satisfaire ses besoins industriels, EDF doit disposer de terrains sans pour autant accroître l'artificialisation des sols. C'est pourquoi sa stratégie foncière est conduite par un impératif de sobriété et de recyclage du foncier réhabilité. EDF suit, pour à terme le limiter, le niveau d'imperméabilisation des sols lors de la reconversion des anciens sites thermiques continentaux.

Dans ce cadre, une première évaluation du foncier imperméabilisé avait été réalisée à partir des données de taux d'imperméabilisation de la base d'occupation des sols *Corine Land Cover* ⁽⁵⁾. Environ 20 % de ce foncier est estimé avec un taux d'imperméabilisation supérieur à 50 %.

En 2023, EDF a poursuivi la mise en œuvre de cette action :

- prise en compte du retour d'expérience de la déconstruction de plusieurs anciennes centrales thermiques, qui a conduit à engager une démarche de capitalisation et de bancarisation des données sur les sols à l'issue de ces opérations (afin de permettre une meilleure caractérisation de leur imperméabilisation dans le cadre de nouveaux projets) ;
- poursuite par la R&D de travaux de thèse initiée fin 2022 en partenariat avec le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), l'Université de Lorraine et l'Insa Centre Val de Loire (afin de développer une méthodologie permettant d'évaluer les fonctionnalités des sols en différents contextes).

Par ailleurs, en 2023, EDF a signé une convention de partenariat avec le Conservatoire des espaces naturels (CEN) Occitanie, pour la mise en œuvre d'un plan de gestion de la biodiversité adaptée au site d'Aramon, ancienne centrale thermique, désormais en post-exploitation. Le CEN Occitanie se voit également confier la mise en place d'un plan de gestion d'une îlone, situé sur l'emprise du site d'Aramon.

Désimperméabilisation

À l'échelle des sites, plusieurs sites ont été récemment désimperméabilisés ; on peut par exemple citer, de façon temporaire, 8 ha de l'ancien parc à charbon de la centrale de Vitry-sur-Seine (Seine-et-Marne) ; de façon pérenne, près de 10 ha de l'ancienne centrale thermique d'Ambès (Gironde) reconvertis en centrale solaire ; et environ 4 ha correspondant à l'ancienne centrale thermique d'Artix (Pyrénées-Atlantiques) reconvertie en centrale photovoltaïque.

Plans de gestion

EDF mène des plans de gestion sur ses sites de production nucléaire et thermique. En 2023, 5 sites nucléaires et 7 sites thermiques en France ainsi que 2 sites thermiques en Belgique sont dotés d'un plan de gestion.

Fournisseurs d'uranium

La Division combustible nucléaire (DCN) s'est engagée à accélérer la dynamique et le dialogue avec les fournisseurs majeurs d'uranium d'EDF sur les enjeux et leviers biodiversité afin d'établir un plan d'actions biodiversité d'ici fin 2025. En 2023, quatre ateliers de partage avec les fournisseurs majeurs d'uranium ont été réalisés.

Filière hydroélectrique

Les ouvrages de production hydrauliques peuvent influencer sur la continuité écologique en milieu aquatique. Le Groupe a mis en place plus de 250 dispositifs facilitant la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (principalement sur des cours d'eau classés). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons »), de démantèlements de seuils en rivière de piégeage/transport ou encore d'arrêt de turbinage ciblés.

Luminus a présenté en septembre 2023 les résultats du programme Life4Fish, subventionné par la Commission européenne, en présence de nombreux experts internationaux. Ce programme, lancé en 2017, a permis de tester et de valider plusieurs solutions pilotes (modèle de dévalaison, exutoire, dissuasion électrique...) de protection des poissons migrateurs au passage de six ouvrages hydroélectriques situés sur la Meuse.

(1) IPBES : *Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services*, la plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques.

(2) Principes issus de la norme de performance 6 de l'International Finance Corporation (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de la conservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.

(3) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation [des atteintes à la biodiversité] visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».

(4) Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

(5) Inventaire biophysique de l'occupation des sols et de son évolution selon une nomenclature en 44 postes.

Filière Éolien et Photovoltaïque

Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (IUCN), Energías de Portugal et Shell ont élaboré et publié en partenariat des lignes directrices ⁽¹⁾ pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant d'éviter et réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestres) et photovoltaïques. Ces travaux se poursuivent en 2023, notamment sur le sujet des impacts cumulés.

EDF Renouvelables s'est engagé à mettre en place en France un plan de gestion environnemental sur toutes ses centrales photovoltaïques au sol présentant un enjeu biodiversité. En 2023, 100 % des parcs présentant un enjeu biodiversité disposent de ce plan de gestion de la végétation. Par ailleurs, EDF Renouvelables s'est engagé à réutiliser, recycler et valoriser les pales des parcs éoliens qu'ils contrôlent lors de leur fin d'exploitation, et à intégrer progressivement des pales facilement recyclables dans les futurs parcs.

Luminus a rédigé une charte verte *Green Charter* qui vise à minimiser l'impact des parcs éoliens sur la biodiversité, durant la phase de construction. Cette charte inclut les recommandations des *guidelines* IUCN international. Elle a été testée sur un chantier de construction d'un parc éolien wallon en 2023.

Autres implantations

La loi Climat et résilience ⁽²⁾ indique que, pour cette première tranche de 10 ans, les espaces naturels ou agricoles occupés par un parc photovoltaïque (PV) ne sont pas comptabilisés dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers si les fonctions écologiques du sol ne sont pas durablement affectées et si l'installation reste compatible avec une activité agricole ou pastorale ⁽³⁾. Pour les projets d'EDF Renouvelables, la faisabilité du pâturage est systématiquement évaluée à l'aune de la nature du site des enjeux de biodiversité ou de la présence d'éleveurs intéressés.

Agri-PV

En matière de développement de projets photovoltaïques au sol impliquant des terres agricoles au sein des territoires, EDF Renouvelables, Chambres d'agriculture France et la FNSEA ont signé une charte de bonnes pratiques centrée sur une utilisation responsable et concertée des sols. Dans la même intention, EDF Renouvelables a également adhéré à la Fédération française des producteurs agrivoltaïques (FFPA).

Des évolutions réglementaires sont en cours au dernier trimestre 2023 sur ce sujet, dans le cadre de la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables.

PV flottant

Le solaire flottant se développe à l'échelle internationale et nationale et constitue aujourd'hui une technologie prometteuse pour l'ensemble de la filière photovoltaïque. La mise en service de la première centrale photovoltaïque flottante sur une retenue hydroélectrique de France, la centrale de Lazer, est effective depuis juillet 2023. D'autres sites sont en cours d'étude. Par ailleurs, plusieurs entités d'EDF hydro développent actuellement des initiatives innovantes et participent à des programmes de Recherche & Développement dans ce domaine.

Réseaux électriques

Dans les zones géographiques exploitées par Enedis, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT) dans le respect des exigences réglementaires locales et en tenant compte au maximum des impacts CO₂.

3.2.2.1.1.2 Surexploitation des ressources

L'activité d'EDF est en partie dépendante de la disponibilité en eau douce. EDF travaille depuis longtemps à réduire son empreinte sur l'eau. Voir la section 3.2.3.2.4 « Optimiser l'utilisation de l'eau ». Il en va de même pour les matières premières et les métaux rares. Voir la section 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels et économie circulaire ».

Ressource forestière

S'agissant de la ressource forestière, EDF a revisité sa politique biomasse de niveau Groupe en y intégrant de nouveaux engagements favorables à la biodiversité, spécifiant notamment qu'il ne saurait y avoir de déforestation directe ou indirecte pour les besoins de biomasse-énergie du Groupe.

3.2.2.1.1.3 Changement climatique et biodiversité

Pour permettre au Groupe de contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, EDF R&D mène des travaux dédiés en matière de contribution carbone. L'enjeu consiste à privilégier des solutions qui favorisent la séquestration du CO₂ dans des écosystèmes naturels. Les premières initiatives du Groupe sont décrites en section 3.1.1.6 « Contribution au puits de carbone ».

3.2.2.1.1.4 Pollution

Pour une vision complète sur la thématique pollution (air, eau, sols), voir les sections 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels et économie circulaire », 3.2.3.2.4 « Optimiser l'utilisation de l'eau » et 3.3.1.6 « Qualité de l'air ».

Prévention des impacts sols et eaux souterraines

Les politiques environnementales des entités du Groupe visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur les sols et les eaux souterraines. L'utilisation des sols et l'usage des eaux souterraines font également l'objet d'une surveillance des nappes et d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir la section 3.2.2 « Biodiversité et gestion responsable du foncier »).

La prévention des impacts repose sur une démarche de type « défense en profondeur » ⁽⁴⁾, intégrant plusieurs niveaux de sécurisation dans les moyens de protection opérationnels de tous les sites industriels ⁽⁵⁾.

Plans de gestion

EDF a adopté depuis de nombreuses années une démarche volontariste de connaissances de la qualité des sols, des sous-sols et des eaux souterraines pour les sites des différents parcs de production (thermique et nucléaire). Parmi les actions engagées, on retrouve par exemple le recensement des activités susceptibles d'avoir une influence sur la qualité des sols et des eaux souterraines ou la mise en place d'un réseau de surveillance piézométrique sur et autour des installations, et le cas échéant la mise en œuvre de mesures de gestion.

Cas des produits phytosanitaires

En avance sur ses objectifs, et depuis juillet 2022, Enedis n'utilise plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des Postes Sources ⁽⁶⁾, à l'exception des zones où le traitement est nécessaire pour des raisons de sécurité (zones HTB). Pour les nouveaux Postes Sources, des expérimentations sont menées en vue de construire des Postes Sources Zéro Phyto.

Dès 2022, EDF a abandonné l'usage de produits phytosanitaires pour tous les espaces des sites industriels continentaux, sur les parties non sensibles aux questions de sûreté et de sécurité (DIG). D'autres entités n'utilisent plus ces produits ⁽⁷⁾.

(1) portals.iucn.org/library/node/49283

(2) Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (JORF n° 0196 du 24 août 2021).

(3) Cf Article 194 III 5° et 6°.

(4) On évoque trois niveaux de protection : la prévention, pour éviter les défaillances ; la surveillance afin d'anticiper la défaillance ou de la détecter immédiatement, et l'action de maîtrise pour limiter les conséquences d'une défaillance.

(5) Voir aussi la section 3.2.3.2.4. « Optimiser l'utilisation de l'eau ».

(6) Ouvrage électrique industriel qui se trouve à la jonction des lignes électriques de haute et moyenne tension.

(7) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense ; ES a abandonné tous produits à base de glyphosate.

Prévention des pollutions lumineuses

En 2023, appuyé par ses experts de la R&D notamment, EDF a expérimenté une méthode d'inventaire et de caractérisation des sources lumineuses par drone. En effet, une cartographie des impacts lumineux de nuit du site thermique de Blénod a été réalisée. Superposée aux enjeux de biodiversité du site, cette cartographie sera à la base de recommandations auprès du site afin de limiter l'impact lumineux tout en prenant en compte les impératifs d'exploitation.

3.2.2.1.1.5 Espèces Exotiques Envahissantes (EEE)

La détection des espèces exotiques envahissantes est souvent réalisée lors des inventaires sur les sites. Le recours au végétal local en cas de renaturation de sites peut être un facteur de résilience limitant le développement futur d'EEE.

EDF SEI et EDF PEI

En Corse et dans les départements et les régions d'outre-mer, où la problématique est particulièrement prégnante, EDF SEI ⁽¹⁾ et EDF PEI ⁽²⁾ intensifient la lutte contre les EEE dans le cadre de leurs projets. Tous les dossiers d'investissement d'EDF SEI passant en comité d'engagement ont fait l'objet d'un criblage comportant, le cas échéant, la demande d'un diagnostic d'EEE et si nécessaire de lutte contre les EEE. En 2023, SEI a réalisé 10 diagnostics sur les nouveaux projets en Corse et outre-mer ce qui a entraîné la prescription de mesures de gestion sur 4 projets. Par ailleurs, 3 plans de gestion ont été mis en œuvre à SEI et EDF PEI, aboutissant à la suppression d'une EEE en Corse (SEI) et de deux EEE (EDF PEI) via les marchés d'entretien d'espaces verts à La Réunion et en Corse.

Végétal local

Depuis 2015, EDF est partenaire du programme « Végétal local » porté par l'OFB ⁽³⁾, avec les Conservatoires botaniques nationaux. EDF s'est engagé à utiliser de façon préférentielle des plantes sauvages d'origine locale dans tous les projets du Groupe. Entre 2020 et 2022, 17 opérations de végétalisation par plants ou semences locaux ont été réalisées sur plus de 20 hectares. En 2023, les entités France ont mis en place plus de 5 nouvelles opérations de végétalisation à partir de végétaux d'origine locale.

3.2.2.1.2 Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité

Préservation et restauration des milieux

Gestion écologique positive

L'entreprise gère les espaces naturels intégrés à son foncier en partenariat avec des associations locales. EDF met notamment en œuvre une gestion écologique positive telle que des fauches tardives ou de l'éco-pâturage. Une partie du foncier est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité, au travers de plans de gestion adaptés aux enjeux des sites.

Pour ancrer la démarche, EDF s'appuie sur plusieurs leviers tels que la labellisation de sites en totalité ou en partie, ou la signature d'obligations réelles environnementales ⁽⁴⁾, par exemple sur l'ancien site d'Ambès (sur 42 ha environ).

Préservation/restauration de milieux naturels

EDF s'est engagé à contribuer à la préservation et à la restauration des milieux naturels avec des partenaires locaux sur 12 sites d'ici fin 2025. En 2023, il s'agit de plus de 7 sites. Par exemple, dans le parc naturel régional des Volcans d'Auvergne, la décantation et phyto-épuration de la retenue EDF ont été améliorées par la réalisation d'un dessableur et d'une zone de lagunage, créant ainsi 2 ha de zone humide supplémentaire. Ce projet est considéré, par l'Agence de l'eau, comme une *Solution fondée sur la nature*.

Par ailleurs, EDF s'est engagé à favoriser la connaissance, la cohabitation et le développement d'espèces à enjeux sur 18 sites d'ici 2025. En 2023 plus de 2 sites ont contribué à cet objectif. Ainsi, EDF et le parc national des Écrins ont signé une convention 2023-2024 pour la préservation des Sonneurs à ventre jaune (suivis de l'espèce, sensibilisation et accompagnement du groupement d'usine dans les chantiers). Par ailleurs, plus de 70 nichoirs à chauves-souris ont été installés par EDF Hydro sur une cité EDF et plusieurs usines en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Espaces protégés et espèces menacées

Plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et participent à la mise en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe agit au travers de nombreux programmes dédiés à la préservation de la biodiversité (par exemple Life +).

Au Laos, la filiale NTPC (Nam Theun 2 Power Company) poursuit son engagement en faveur de la protection de la biodiversité dans le bassin-versant du barrage en coordination avec le parc national de Nakai-Nam Theun (anciennement Watershed Management Protection Authority), autorité en charge de sa gestion. Les parties prenantes se sont engagées à obtenir d'ici 2025 l'inscription du parc national Nakai Nam Theun dans la liste verte des aires protégées de l'UICN ⁽⁵⁾.

3.2.2.1.3 Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager

Recherche et biodiversité

Le projet BIODIV réunit la plupart des actions de recherche en faveur de la biodiversité d'EDF. Ce projet a produit entre 2018 et 2021 50 publications, dont une dans la revue *Nature Communication*, et 52 communications en colloques. Le projet est doté d'un budget de 25 millions d'euros sur la période 2022-2025.

Le projet *Renewables Environment and Sustainability* (REES), piloté par EDF Renouvelables et réalisé par la R&D, vise à développer des solutions innovantes et efficaces pour réduire les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur l'environnement et sur la biodiversité, tout en optimisant le productible.

Avec l'INRAE ⁽⁶⁾, la R&D d'EDF a mis en place, depuis 2009, l'équipe commune HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques. Renouvelées en 2019, les thématiques de l'équipe HYNES ont été élargies aux milieux terrestres.

En 2023, ces 2 projets ont permis la réalisation de 3 nouvelles publications, 5 communications en colloques internationaux et assurent la réalisation de 4 thèses.

(1) EDF SEI : EDF Systèmes énergétiques Insulaires.

(2) EDF PEI : EDF Production électrique insulaire.

(3) OFB : Office français de la biodiversité.

(4) Codifiées à l'article L. 132-3 du Code de l'environnement, les ORE sont inscrites dans un contrat au terme duquel le propriétaire d'un bien immobilier met en place une protection environnementale attachée à son bien, pour une durée pouvant aller jusqu'à 99 ans. Dans la mesure où les obligations sont attachées au bien, elles perdurent même en cas de changement de propriétaire. La finalité du contrat doit être le maintien, la conservation, la gestion ou la restauration d'éléments de la biodiversité ou de services écosystémiques.

(5) Union internationale pour la Conservation de la nature.

(6) inrae.fr

Connaître la qualité écologique du foncier

L'entreprise intègre la biodiversité comme un critère de décision dans ses choix industriels. La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité d'aires protégées et d'espaces naturels remarquables. Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC a mené une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les 1 000 sites industriels du Groupe ⁽¹⁾. En Italie, Edison a réalisé une analyse de sensibilité écologique sur tous ses sites *grid-scale* ⁽²⁾ périodiquement mise à jour avec les nouveaux sites au périmètre Edison. EDF possède une bonne vision de l'état

écologique de son foncier, via une base de données dédiée, alimentée par des inventaires réglementaires et volontaires. EDF a également participé au développement des indices écologiques IPE et IQE ⁽³⁾ du Muséum national d'histoire naturelle, et à leur mise en œuvre. En France, EDF transmet volontairement une partie de ses données d'inventaires à l'INPN ⁽⁴⁾, soit environ 50 000 données d'occurrence en plus des 15 000 données provenant de sa contribution obligatoire.

3.2.2.2 Les résultats en 2023

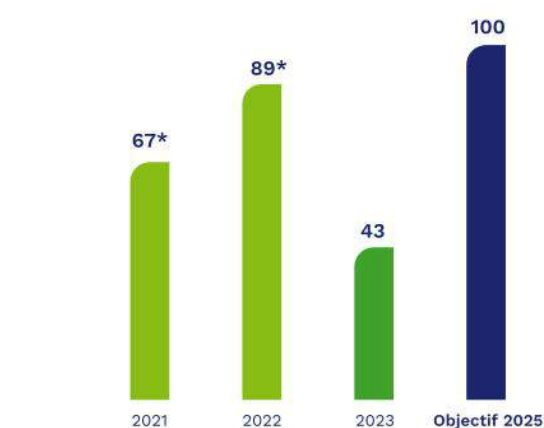
3.2.2.2.1 Indicateur clé de performance en matière de biodiversité

Indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur clé pour le Groupe est fondé sur la réalisation des actions engagées dans le cadre du dispositif *Act4nature international*. Ce taux de réalisation porte sur les dix-huit actions répondant aux engagements du Groupe 2023-2025 en matière :

- de réduction de la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ;
- de préservation, restauration, régénération ;
- de renforcement de l'amélioration des connaissances et de leur partage ;
- de transformation de nos processus, notre organisation et de nos compétences.

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4nature international (en %)



* Donnée calculée sur la base des engagements nature 2020-2023

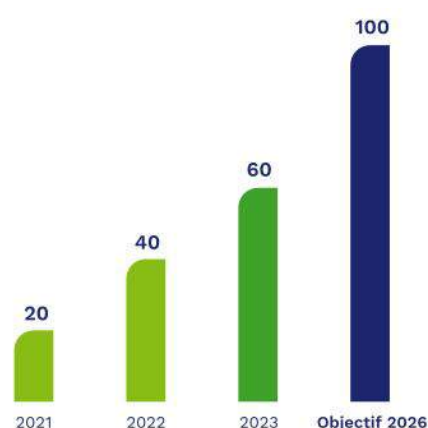
3.2.2.2.2 Indicateur clé de performance en matière de foncier

Indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur clé de performance retenu pour l'engagement de gestion responsable du foncier est lié à l'installation de solutions en faveur du multi-usage du foncier. Cet indicateur pointe plus spécifiquement vers l'enjeu de concilier agriculture et développement de la production d'électricité décarbonée, ainsi que vers la mise en place de parcs solaires flottants.

Pour le détail de la mise en œuvre de ces solutions innovantes, voir 3.2.2.1.1 « Changement d'usage des terres et des mers, autres implantations, Agri-PV et PV flottant ».

Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier (en %)



(1) Analyse réalisée en septembre 2018 par le World Conservation Monitoring Center (WCMC) sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF au Royaume-Uni, Edison, EDF China et la Direction internationale (Luminus, MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SINOP).

(2) *Grid-scale* : installations de production raccordées au réseau.

(3) Indice de qualité écologique (IQE) et indice de potentialité écologique (IPE).

(4) L'Inventaire national du patrimoine naturel (INPN) est le portail de la biodiversité et de la géodiversité françaises, de métropole et d'Outre-mer. Il diffuse la connaissance sur les espèces animales, végétales et de la fonge, les milieux naturels, les espaces protégés et le patrimoine géologique. L'ensemble de ces données de référence, validées par des réseaux d'experts, sont mises à la disposition de tous, professionnels, amateurs et citoyens.

3.2.3 Gestion intégrée et soutenable de l'eau

3.2.3.1 L'eau, une ressource indispensable pour la production d'énergie

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. Il s'agit d'un enjeu identifié dans la matrice de matérialité du Groupe. Aux termes du Code de l'environnement, l'eau est un « patrimoine commun de la nation ». La gestion de l'eau passe donc par l'élaboration de règles collectives reposant sur la solidarité entre amont et aval. C'est pourquoi le Groupe s'est engagé, dans sa politique RSE, à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif ⁽¹⁾ et à concerter avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes ⁽²⁾. L'hydroélectricité porte intrinsèquement une dimension de partage de l'eau pour de multiples usages et les barrages exploités par EDF permettent le stockage de milliards de mètres cubes d'eau. Ils jouent un rôle essentiel, dans certains bassins, en période de sécheresse et de canicule. 70 % des 286 concessions d'EDF Hydro ont des obligations réglementaires ou contractuelles d'accès à l'eau pour les autres usagers.

Expertise

EDF a développé depuis 1946 une expertise pointue en matière de surveillance et de prévision météorologique et hydrologique. Un département est dédié à la mesure, la modélisation et la prévision hydrométéorologique pour le parc EDF, s'appuyant sur plus de 1 000 stations de mesures et 75 années de données.

Référent Mer

Même si la préoccupation actuelle est concentrée sur la ressource en eau douce, il n'y a qu'un seul cycle de l'eau allant de la source à la mer. À raison de ses enjeux stratégiques, géopolitiques et économiques, le sujet de l'Océan, à la suite des sujets Climat et Biodiversité, est devenu le troisième sujet environnemental et international majeur. Le groupe EDF entretient d'ailleurs un lien historique avec le monde de la mer : construction de la centrale marémotrice de la Rance dans les années 1960, ouvrages de production thermique et nucléaire en bord de mer, ou plus récemment développement de l'éolien offshore ou décarbonation des ports. Le Comité exécutif a nommé un « référent mer » pour le groupe EDF en vue de définir une stratégie et de coordonner les différentes entités du Groupe sur ce sujet.

3.2.3.2 L'eau, une ressource à préserver et à économiser

Le Groupe s'est engagé à préserver et protéger l'eau tant d'un point de vue quantitatif que qualitatif. Il s'agit notamment de poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes, et de rechercher la meilleure efficacité possible en matière d'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques. Ces efforts s'inscrivent en lien direct avec les attendus du Plan Eau du gouvernement français énoncé en mars 2023.

3.2.3.2.1 L'exposition au stress hydrique

L'évolution du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation du volet eau de tout nouveau projet présenté en Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

3.2.3.2.1.1 Production nucléaire et thermique

L'exposition au stress hydrique des installations de production du Groupe a été évaluée (en 2018 avec une mise à jour en 2022) avec 4 différents outils internationaux de référence (*Blue Water Scarcity* de WFN ⁽³⁾, *Aqueduct* ⁽⁴⁾ de WRI, *AWARE* du projet WULCA ⁽⁵⁾ et *WEI+* ⁽⁶⁾ de l'EEA ⁽⁷⁾) au pas de temps annuel et mensuel. Ils n'indiquent pas de prélèvement d'eau douce dans des zones stressées en France, à l'exception d'Aqueduct.

Selon Aqueduct et en moyenne annuelle, trois centrales nucléaires (CNPE), dont une utilisant de l'eau de mer, sont implantées dans des zones de stress hydrique élevé (40 % < BWS < 80 %) et sept CNPE font face à un risque moyennement élevé (20 % < BWS < 40 %). Un site thermique à flamme (CCG) est situé dans une zone de stress hydrique extrêmement élevé (BWS > 80 %) et deux sites sont situés dans une zone de stress hydrique élevé (40 % < BWS < 80 %). Ces trois dernières centrales respectent les exigences réglementaires spécifiques qui leur sont applicables en période de sécheresse. Elles fonctionnent majoritairement en hiver, et en période de sécheresse, elles mettent en œuvre des actions spécifiques respectant les exigences réglementaires nationales (cf. ci-après). Les résultats fournis par Aqueduct donnent une première évaluation, à tempérer en raison de la précision de l'outil, aussi bien en temps (le pas est mensuel, au mieux) qu'en termes de résolution spatiale (unité 10 × 10 km).

Pour une plus grande précision, EDF s'appuie sur son centre hydrométéorologique qui enregistre les données locales en temps réel, pour toutes ses centrales. L'examen de celles-ci ne confirme pas les indications fournies par Aqueduct. L'évolution du stress hydrique à horizon 2040 a également été étudiée à partir des trois scénarios proposés par Aqueduct. Il n'y a pas de tendance vers une hausse généralisée du stress hydrique sur l'ensemble du parc nucléaire et thermique, ni d'alerte spécifique sur un site donné (passage d'un niveau de stress élevé à extrêmement élevé par exemple). Ces résultats seront à conforter, notamment, pour la France, en exploitant les résultats du programme Explore2, dont l'objectif est, d'ici à mi-2024, d'actualiser les connaissances sur l'impact du changement climatique sur l'hydrologie française à partir des dernières publications du GIEC.

3.2.3.2.1.2 Production hydraulique

EDF s'appuie sur son centre hydrométéorologique, avec ses propres outils d'évaluation, et de prévision à la maille locale. Les réévaluations régulières du productible des sites sont réalisées sur la base de l'évolution de l'hydrologie et des températures liées au changement climatique. Des études prospectives, à horizons 2030 et 2050, et prenant en compte l'évolution sociétale locale (usages de l'eau par exemple), ont été conduites sur plusieurs bassins avec l'appui de la R&D et le concours d'acteurs externes.

(1) Voir la section 3.2.3.2 « L'eau, une ressource à préserver et à économiser ».

(2) Voir la section 3.2.3.3 « L'eau : une ressource partagée et un puissant marqueur du changement climatique ».

(3) WFN : Water Footprint Network.

(4) Aqueduct, développé par le World Resources Institute, est un outil cartographique permettant d'appréhender le risque associé à la ressource en eau à l'échelle mondiale. Les chercheurs du projet Aqueduct ont calculé 12 indicateurs parmi lesquels l'accès à l'eau, le stress hydrique, la sécheresse, la pression sur les nappes phréatiques.

(5) WULCA : projet de Life Cycle Initiative sur l'évaluation de l'utilisation et de l'épuisement des ressources en eau dans le cadre de l'analyse du cycle de vie (ACV).

(6) WEI+ : Water Exploitation Index.

(7) EEA : European Environment Agency.

3.2.3.2.2 Prélèvement, consommation et intensité eau

3.2.3.2.2.1 Prélèvements d'eau du Groupe

À l'échelle du Groupe, environ 40 milliards de mètres cubes d'eau ont été prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique, dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel et réutilisables presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur d'eau mais un consommateur d'eau modéré bien que significatif ⁽¹⁾. L'eau potable n'est pas utilisée pour les systèmes de refroidissement, mais seulement pour certaines eaux de process et pour une part inférieure à 0,1 %. L'essentiel du prélèvement d'eau pour les systèmes de refroidissement et pour les circuits industriels de ses installations se fait en France (81 %) et au Royaume-Uni (17 %) dans des zones où le stress hydrique est limité (faible à moyen, voir la section ci-dessus).

3.2.3.2.2.3 Intensité eau

Indicateur clé de performance du Groupe

L'intensité eau est la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit. L'objectif du Groupe sur cet indicateur est de ne pas dépasser la cible de 0,95 l/kWh en moyenne sur les cinq dernières années. L'ambition consiste à progressivement diminuer la consommation d'eau spécifique à l'horizon 2030 (en référence à 0,96 l/kWh, valeur de référence 2015). Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité et des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau, l'intensité eau à l'échelle du Groupe devrait baisser dans les années à venir.

L'indicateur clé de performance, établi sur la moyenne des cinq dernières années, s'établit à 0,83 l/kWh, constant par rapport à 2022.

Intensité Eau (en l/kWh) ✓



3.2.3.2.3 Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux ⁽²⁾

3.2.3.2.3.1 Surveillance autour des sites industriels

EDF assure une surveillance des paramètres de la qualité des écosystèmes terrestres et aquatiques, y compris des nappes souterraines autour de ses sites industriels, notamment par la mesure, le contrôle et l'analyse des effluents sur l'ensemble des sites. Le suivi de la température de l'eau à l'amont et à l'aval des centrales thermiques est un paramètre important au regard de la biodiversité. Le pH de l'eau, sa conductivité, la demande chimique en oxygène (DCO), la demande biochimique en oxygène (DBO5), l'azote et le phosphore sont également contrôlés et mesurés selon un plan réglementaire de surveillance environnementale propre à chaque site. Une surveillance hydrobiologique est réalisée chaque année au droit de certains sites à enjeux environnementaux significatifs (ex. Cordemais et Martigues) afin d'assurer un suivi des milieux récepteurs dans la durée.

3.2.3.2.3.2 Surveillance spécifique pour les centrales nucléaires

Chaque centrale nucléaire dispose d'une autorisation spécifique définissant, en fonction de ses caractéristiques et de son environnement, les conditions de prélèvement d'eau, les limites de rejet des effluents chimiques, thermiques et radioactifs (principalement tritium et carbone 14). Tous ces effluents sont collectés, traités, puis acheminés vers des réservoirs de stockage où ils sont analysés, avant d'être rejetés, dans le respect de la réglementation afin d'éviter tout impact potentiel sur les écosystèmes aquatiques. Annuellement, plus de 10 000 analyses de contrôle et de surveillance de l'environnement sont réalisées sur chaque CNPE. Les analyses sont réalisées par des laboratoires internes et externes à l'entreprise. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations concernées et utilisés dans des documents destinés au public.

Il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu, ni de nouveau contentieux relatif à l'eau en 2023.

(1) Le refroidissement des centrales thermiques représente 12 % des consommations, contre 58 % pour l'agriculture et 26 % pour l'alimentation en eau potable, moyennes 2010-2019, source <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/leau-en-france-ressource-et-utilisation-synthese-des-connaissances-en-2022>

(2) Sur le cadre réglementaire en matière de surveillance de la qualité de l'eau, voir le guide complet « Centrales et environnement, prélèvements et rejets d'eau, 2020 » disponible sur le site edf.fr : edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/nous-preparons-le-nucleaire-de-demain/la-maitrise-de-limpact-environnemental-des-centrales

3.2.3.2.4 Optimiser l'utilisation de l'eau

L'optimisation de l'eau utilisée dans la production électrique permet de garder la maîtrise de la ressource et de respecter les engagements du Groupe en matière de multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et au regard des besoins des autorités locales. Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux, en réduisant sa consommation d'eau, en la réutilisant et/ou en la recyclant, et en utilisant des procédés de dessalement d'eau de mer.

Pour ce qui est de la production nucléaire, la stratégie de réduction des pressions sur la ressource en eau est décrite dans le Plan de sobriété hydrique de la filière nucléaire prévu d'être finalisé début 2024. Ces efforts de sobriété en eau contribuent à répondre aux attendus du Plan Eau du gouvernement annoncé en mars 2023, visant notamment à réduire les prélèvements de 10 % d'ici à 2030 en France.

3.2.3.2.4.1 Meilleure comptabilisation des prélèvements et consommations

Parc nucléaire

Le parc nucléaire a engagé des actions visant à améliorer le suivi métrologique des débits prélevés et consommés et à établir une cartographie des flux d'eau de l'ensemble du process industriel (une première cartographie des flux a démarré en 2023 pour le site de Golfech, cette démarche sera étendue sur un ensemble représentatif de CNPE), le but étant d'identifier les leviers d'actions les plus significatifs et d'adapter la stratégie de sobriété aux particularités des sites.

Parc thermique français

Depuis 2020, l'ensemble des installations thermiques (Cordemais, Martigues, Blénod et Bouchain) a fait l'objet d'une étude de bilan des prélèvements et consommations d'eau dans l'objectif d'identifier les opportunités de réutilisation et recyclage de l'eau. L'année 2023 est marquée par la finalisation de l'étude du CCG Martigues et du CCG Blénod.

3.2.3.2.4.2 Réduction des consommations et prélèvements

Le Groupe a développé un certain nombre de systèmes et de procédés pour réduire les consommations d'eau et limiter les prélèvements :

- des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », et non à eau comme ce qui est prévu pour la centrale biomasse du Larivot d'EDF PEI en Guyane et pour le projet de centrale thermique à gaz près de Norte Fluminense au Brésil ;
- le nettoyage à sec des panneaux photovoltaïques dans des zones exposées à un fort stress hydrique ;
- la modernisation du process de déminéralisation par exemple sur la centrale nucléaire à Angleur en Belgique ;
- des mesures spécifiques pour réduire les besoins d'eau de process notamment lors des phases de redémarrage des CNPE en France et au Chili pour la centrale de Nueva Renca.

3.2.3.2.4.3 Réutilisation et recyclage de l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement est mise en œuvre dans le Groupe dès que cela s'avère possible et pertinent. Par ailleurs, le Groupe a déployé plusieurs systèmes de valorisation des eaux non conventionnelles (eau de pluie et eaux issues de station d'épuration).

Parc nucléaire

Pour aller au-delà de la recirculation de l'eau des circuits fermés de refroidissement (avec tours aéroréfrigérantes), une feuille de route sera établie pour chaque CNPE sur la base des cartographies des flux d'eau (paragraphe précédent), pour construire une stratégie de recyclage et de réutilisation des eaux de process adaptée à chaque site nucléaire.

Avec le support de la R&D et de DTG (Division technique générale), le programme ADAPT pilote l'expérimentation d'un prototype de récupération des eaux évaporées dans les aéroréfrigérants. Le prototype sera installé en 2024 sur le banc d'essai Mistral installé à Bugey pour réaliser des essais de performance.

Afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce, les possibilités d'utiliser les eaux de STEP ⁽¹⁾ et les eaux pluviales comme source d'eau complémentaire sont étudiées dès la conception de nouveaux réacteurs nucléaires. Il est par exemple prévu de mutualiser la station de déminéralisation existante entre Penly 1/2 et les 2 futures tranches EPR2 pour la production d'eau industrielle et d'eau déminéralisée en utilisant des eaux usées issues de la station d'épuration, des eaux de pluie collectées via des bassins d'orage et des eaux issues d'un drain en pied de falaise.

Parc thermique français

Certaines centrales disposent d'installations permettant le recyclage des eaux de pluie, de par leur conception pour certaines ou depuis leur mise en service industrielle pour d'autres. C'est le cas des centrales thermiques de Cordemais et Bouchain qui récupèrent les eaux de pluie et réutilisent une partie des eaux process. La centrale de Martigues recycle également une partie des effluents industriels depuis fin 2022. Enfin, la centrale thermique de Blénod étudie un système de recyclage des eaux de pluie et effluents de process qui pourrait être mis en œuvre prochainement selon les résultats de l'étude de faisabilité.

Dalkia

Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter.

Framatome

Framatome a inauguré cette année une installation de collecte et usage d'eau de pluie sur son site métallurgique de Montbard. Les gains sont significatifs : économie de 4 500 m³ sur une consommation annuelle de 15 000 m³.

International

En Chine, la centrale ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins).

Au Brésil, la centrale thermique de Norte Fluminense a mis en place il y a quelques années un système de récupération et utilisation des eaux de pluie permettant de réduire de 2 % ses prélèvements annuels dans la rivière.

3.2.3.2.4.4 Dessalement de l'eau de mer

Une unité de dessalement existe à Flamanville, depuis 2016 visant à produire de l'eau déminéralisée. EDF mène par ailleurs plusieurs expérimentations de dessalement pour l'eau de process de ses sites. En Guadeloupe, la centrale de Jarry Sud possède une installation de dessalement d'eau de mer, évitant d'utiliser l'eau de ville et économisant près de 50 000 m³/an d'eau douce. Afin d'optimiser l'utilisation de l'eau dans les zones de fort stress hydrique comme le sud de l'Italie (Candela dans les Pouilles, Altomonte en Calabre et la nouvelle usine de Presenzano dans la région de Campanie), les centrales thermiques d'Edison sont équipées d'un système de refroidissement par air pour la condensation de la vapeur de la centrale ou, le cas échéant, l'utilisation d'eau de mer dessalée en substitution d'eau douce (Simeri Cricchi en Calabre).

(1) Station d'épuration des eaux usées.

3.2.3.3 L'eau : une ressource partagée et un puissant marqueur du changement climatique

L'eau est au cœur des enjeux du changement climatique : c'est à la fois l'une des ressources les plus vulnérables aux dérèglements du climat et un vecteur de risque pour les territoires et leurs habitants, compte tenu de l'augmentation en fréquence et en intensité des épisodes climatiques extrêmes comme les inondations et les sécheresses. De plus, sous l'effet du changement climatique, l'augmentation des températures de l'air va induire une hausse de l'évapotranspiration, avec une forte modulation entre les saisons (hausse des précipitations en hiver et baisse en été) et entre les régions (baisse au sud et hausse au nord-est), cela va engendrer une baisse globale des volumes annuels des écoulements hydrologiques : ils devraient baisser de 10 à 40 % à l'horizon 2050 par rapport à la période 1960-1990. Les étiages deviendront plus longs, plus précoces et plus intenses (- 30 à - 60 %) ⁽¹⁾. Dans le même temps, les hausses de températures vont engendrer des besoins croissants en eau (par exemple pour l'agriculture), intensifiant ainsi les enjeux de partage de la ressource en eau disponible. Au-delà de ces questions de quantité d'eau, la ressource en eau va aussi évoluer en qualité avec une augmentation de la température de l'eau des grands fleuves et des enjeux croissants d'eutrophisation et de dilution des rejets chimiques d'origines anthropiques. Ces évolutions attendues de la ressource en eau vont exacerber la compétition entre les différents usages de l'eau et donc intensifier le besoin de gestion concertée de la ressource.

3.2.3.3.1 Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité

En 2023, les vagues de chaleur et l'étiage tardif n'ont pas eu d'impact sur la sûreté et ont eu un impact limité sur la production du parc nucléaire (158 GWh, soit 3 fois moins qu'en 2022). Aucune demande de modification temporaire des limites des rejets thermiques des CNPE n'a été instruite, les CNPE ont fonctionné dans le cadre de leurs limites réglementaires normales.

Côté parc de production thermique, les deux épisodes de canicule ont impacté ponctuellement la pleine disponibilité du productible du CCG de Martigues. La sécheresse n'a pas eu de conséquences sur la disponibilité du parc thermique.

Les études de bilan des consommations d'eau citées plus haut, réalisées pour les centrales de Cordemais, de Bouchain, de Blénod et de Martigues (et en cours pour le Centre d'exploitation des turbines à combustion) permettront d'affiner les procédures à suivre en cas d'alerte sécheresse.

3.2.3.3.2 Grâce à une bonne gestion, EDF a tenu ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes

EDF n'est pas propriétaire de l'eau retenue dans ses barrages. Il l'exploite dans le cadre d'une mission de service public pour produire de l'énergie en fonction de la ressource disponible et en intégrant au mieux les autres usages.

L'eau de ces retenues ne sert pas uniquement à la production d'hydroélectricité, mais selon les ouvrages, peut être notamment utilisée pour l'alimentation en eau potable, l'irrigation, la navigation, le tourisme, les loisirs et la préservation de la biodiversité. Cette mise à disposition de l'eau pour d'autres usages peut avoir un impact sur la production hydroélectrique, énergie renouvelable et décarbonée contribuant à l'atténuation du changement climatique.

Un équilibre est donc à rechercher dans une concertation étroite et continue avec les parties prenantes locales, dont les services de l'État, ultime recours en cas d'arbitrage sur la priorisation des usages de l'eau.

3.2.3.3.2.1 La gestion de l'eau

EDF veille en permanence à mener la gestion de ses aménagements hydrauliques en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.).

En France, EDF est représenté par l'UFE ⁽²⁾ dans les instances de gouvernance des Agences de l'Eau de chaque bassin.

EDF contribue à différents travaux internationaux dans le domaine de l'eau (Conseil d'administration de l'IHA ⁽³⁾, Conseil d'administration du Partenariat Français pour l'Eau, membre du Conseil Mondial de l'Eau...) et, en tant que représentant de l'UFE à Eurelectric, participe aux travaux sur l'eau au niveau européen (notamment la directive-cadre sur l'eau).

EDF s'est doté depuis 2003 d'une instance interne de coordination de l'eau dont la gestion opérationnelle est confiée à la direction d'EDF Hydro. Une instance interne (le Groupe de Gestion de l'Eau, GGE) est chargée d'assurer le suivi permanent des éléments hydrométéorologiques, des stocks d'eau et des situations locales afin de permettre partage et cohérence d'action entre les différents métiers de la production dans la concertation locale et la gestion du multi-usage de l'eau.

3.2.3.3.2.2 Le respect des engagements

En France en 2023 après un hiver et un début de printemps secs, la situation, tout en restant déficitaire, s'est améliorée au cours du printemps sauf sur le Sud-Est (Alpes du Sud, Ardèche) où les stocks d'eau ont tout de même pu être constitués avant l'été grâce aux orages de mai et juin. EDF Hydro a ainsi été en capacité d'assurer les soutiens estivaux malgré les canicules de juillet et août, en particulier grâce à son expertise dans l'anticipation des situations hydrométéorologiques et du dialogue avec les services de l'État (arbitre en dernier recours en cas de besoin) et les autres parties prenantes.

Pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau, en 2023, EDF Hydro a déstocké au bénéfice de tiers environ 590 Mm³ des réservoirs qu'elle exploite, soit environ 15 % de plus que la moyenne 2015-2021, toutefois loin du record de + 60 % de 2022.

Une mission IGEDD-CGAAER menée sur la contribution des réservoirs hydroélectriques au soutien d'étiage du bassin Loire-Bretagne ⁽⁴⁾ publiée en juin 2023 a conclu que les aménagements hydroélectriques du bassin étaient déjà largement mobilisés et a salué en particulier le soutien d'étiage opéré par EDF sur le bassin de la Vienne qui « a prouvé son efficacité, y compris durant les étés secs de 2019 et de 2022 ».

Concernant plus largement le partage de la ressource en eau, on peut aussi mentionner le projet de centrale biomasse (27 MW) à Villanueva en Colombie : afin de répondre au questionnaire des communautés locales, une étude hydrologique dédiée a été réalisée en 2023 pour évaluer l'impact sur les ressources en eau de la mise en culture des 5 000 ha d'eucalyptus nécessaires pour alimenter la centrale. L'étude montre qu'il n'y a pas de changement notable par rapport au couvert herbacé précédent.

3.2.3.3.2.3 L'accès à l'eau dans les projets internationaux

Concernant l'accès à l'eau, l'hygiène et l'assainissement, plus connu sous le nom de « WASH » (pour Water Access to Sanitation and Hygiene), et constituant la cible principale de l'ODD6 sur l'eau, EDF garantit cet accès à tous les employés et ouvriers sur 100 % de ses installations ou bureaux. En 2013, EDF a été l'une des premières entreprises à signer le plaidoyer du WBCSD ⁽⁵⁾ pour un engagement sur WASH. EDF va au-delà de cet engagement en l'appliquant aux sites temporaires comme les chantiers hydroélectriques mobiles isolés (ex. Nam Theun 2 au Laos).

(1) Projet Explore2070. Ces informations seront à mettre à jour avec les résultats Explore2 attendus mi-2024.

(2) Union française de l'électricité.

(3) International Hydropower Association

(4) Les conditions de mobilisation des retenues hydroélectriques pour le soutien d'étiage sur le bassin Loire-Bretagne | IGEDD (developpement-durable.gouv.fr).

(5) WBCSD : World Business Council for Sustainable Development.

Ainsi, le projet hydraulique de Nachtigal au Cameroun s'efforce d'améliorer l'accès à l'eau pour les habitants de la zone du projet, comme cela avait été fait avec succès pour le projet de Nam Theun 2 au Laos.

Sur le thème de la gestion intégrée et partagée de l'eau, se reporter également la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique » et notamment « la gestion de l'accès à l'eau ».

3.2.4 Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

Le Groupe s'engage à assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs ; favoriser une approche d'économie circulaire ; éviter la production de déchets conventionnels et favoriser, dans l'ordre, le réemploi, le recyclage, la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière, valorisation énergétique) ; utiliser ses déchets par une réaffectation des usages en interne à l'entreprise lors des nouveaux aménagements, ou dans des filières de valorisations agréées.

3.2.4.1 Assumer sa responsabilité vis-à-vis des matières et déchets radioactifs

Les centrales nucléaires génèrent des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales, du recyclage du combustible usé, ou de la déconstruction des centrales définitivement mises à l'arrêt :

- 95 % du volume des déchets radioactifs produits par EDF sont des déchets « à vie courte » (période inférieure ou égale à trente et un ans). Ils proviennent essentiellement des systèmes de filtration, des opérations de maintenance et d'entretien. La majeure partie des déchets radioactifs issus des travaux de déconstruction des centrales sont également des déchets à vie courte ;
- les déchets « à vie longue » (période supérieure à trente et un ans) sont générés par le traitement du combustible nucléaire usé, par la mise au rebut de certaines pièces métalliques issues des réacteurs et par les déchets de la déconstruction des parties métalliques proches du cœur ainsi que du graphite des réacteurs nucléaires à l'uranium naturel-graphite-gaz. Ces déchets « à vie longue » représentent environ 5 % du volume des déchets radioactifs produits à terme par EDF.

Par ailleurs, l'exploitation des centrales nucléaires génère des combustibles usés (matières radioactives potentiellement valorisables), dont la quantité est limitée grâce à la mise en œuvre du traitement – recyclage.

EDF a créé le groupe Cyclife, un ensemble de filiales spécialisées dans le démantèlement et la gestion des déchets. Cyclife propose notamment des solutions de fusion et d'incinération permettant de réduire les volumes de déchets radioactifs à vie courte et, selon les réglementations locales, de recycler les déchets métalliques de très faible activité.

3.2.4.1.1 France

En France, EDF, exploitant nucléaire, est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets qu'il produit sans transfert possible ni limitation dans le temps. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'Andra du stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement. Plus globalement, la gestion sûre et durable des matières et des déchets radioactifs est coordonnée par l'État au travers du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR). Mis à jour tous les 5 ans ⁽¹⁾ avec la contribution des industriels, des associations, du public, des autorités et des représentants de l'État, il intègre les

dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), elle-même régulièrement actualisée. EDF participe activement à l'ensemble des groupes de travail associés au PNGMDR.

EDF constitue des provisions pour couvrir les charges futures de gestion des déchets (voir dans la section 6.1, la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023), conformément à l'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application. Ces textes définissent les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir dans la section 6.1, la note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés).

EDF a mis en place un dispositif de gestion des déchets d'exploitation et de démantèlement de ses centrales qui permet dès aujourd'hui la prise en charge de tous les déchets issus de la production d'électricité d'origine nucléaire dans des filières industrielles dédiées, opérationnelles et sûres, dans le respect de l'environnement et de la santé des populations et des personnels concernés, placées sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Des évolutions réglementaires issues du PNGMDR ⁽²⁾ ont mis en place au début de l'année 2022 le cadre juridique permettant le recyclage et la valorisation des métaux de très faible activité issus d'installations nucléaires, harmonisant ainsi la réglementation française avec celle des autres pays européens. L'enjeu de cette évolution est de permettre d'économiser des ressources naturelles ainsi que des capacités de stockage du Cires (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage). EDF étudie en partenariat avec Orano un projet d'installation industrielle de valorisation des matériaux métalliques TFA en vue de leur réutilisation dans l'industrie conventionnelle, le projet Technocentre. Cette installation vise la production, après traitement, fusion et contrôles, de lingots dont les caractéristiques radiologiques garantissent une utilisation sans impact sur la santé et l'environnement, et ce quel qu'en soit l'usage. Par ailleurs, la filiale Cyclife poursuit son développement afin d'élargir une gamme de solutions de traitement des déchets.

Concernant les déchets à vie longue de type HA et MAVL (voir dans le Chapitre 8 « Informations complémentaires », le glossaire), le Groupe est engagé aux côtés de l'Andra, maître d'ouvrage du projet Cigéo, pour la réussite de ce projet de centre de stockage géologique permettant de garantir aux générations futures une option de gestion sûre pour le très long terme qui les libère de toute contrainte de gestion active de ces déchets. Ce projet consiste à stocker les déchets dans des galeries construites à 500 mètres sous terre au sein d'une couche d'argile stable depuis plus de 150 millions d'années et présentant les propriétés de confinement requises. Le décret déclarant d'utilité publique (DUP) Cigéo ainsi que le décret inscrivant Cigéo parmi les Opérations d'intérêt national (OIN) ont été publiés en juillet 2022 ⁽³⁾. L'Andra a déposé le 17 janvier 2023 auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo.

Concernant la gestion du combustible usé, l'exploitation du parc nucléaire par EDF en France conduit à entreposer aujourd'hui environ 100 tonnes de combustibles usés supplémentaires chaque année. Ce niveau est limité par rapport à la quantité de combustibles usés déchargés des réacteurs (1 200 tonnes par an), en raison de la mise en œuvre du traitement – recyclage du combustible usé. La majeure partie des combustibles usés (environ neuf dixièmes) est traitée par Orano à La Hague pour être utilisée une nouvelle fois en réacteur, et le dixième restant, n'étant pas traité à court terme car déjà issu de combustibles retraités, doit être entreposé sur plusieurs dizaines d'années dans l'attente d'une valorisation ultérieure (ou à défaut dans l'attente de leur stockage définitif). EDF recycle en effet actuellement une fois le combustible usé dans ses réacteurs (monorecyclage) et étudie la possibilité de le recycler davantage à l'avenir (multirecyclage dans les réacteurs actuels, ou bien dans de futurs réacteurs de 4^e génération).

(1) Décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022 prévu par l'article L. 542-1-2 du Code de l'environnement et établissant les prescriptions du PNGMDR.

(2) Décret n° 2022-174 du 14 février 2022 relatif à la mise en œuvre d'opérations de valorisation de substances faiblement radioactives et décret n° 2022-175 du 14 février 2022 relatif aux substances radioactives éligibles aux opérations de valorisation mentionnées à l'article R. 1333-6-1 du Code de la santé publique.

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

Dans ce contexte, EDF développe un projet d'installation d'entreposage centralisé sous eau de combustibles usés, afin de répondre au besoin d'entreposage de longue durée pour les combustibles usés déjà issus d'un 1^{er} recyclage. Ce projet vise aussi à répondre au besoin plus général de disposer de nouvelles capacités d'entreposage de combustibles usés à l'horizon 2030. La mise en service de cette installation, dont l'implantation est envisagée à La Hague, est prévue en 2034. Ce projet a fait l'objet d'une concertation préalable sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP), qui s'est tenue sur 3 mois répartis en deux phases, du 22 novembre 2021 au 2 février 2022, puis du 20 juin au 8 juillet 2022 (voir la section 1.4.1.1.2.3). Cette étape ouvre sur une phase de concertation continue avec le territoire jusqu'à l'enquête publique prévue en 2025.

Par ailleurs, afin de répondre aux besoins d'entreposage de moyen terme, des solutions transitoires sont étudiées par Orano et EDF en lien avec l'ASN : densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, solutions d'entreposage à sec pour certains combustibles.

Pour plus de détails, voir la section 6.1, la note 15.1.1 « Provisions nucléaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » : A – « L'aval du cycle », « Le traitement des combustibles usés issus des centrales d'EDF », « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés », et B – « La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif ». Les risques associés à la gestion des déchets sont décrits au chapitre 2 (Risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés »).

3.2.4.1.2 Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en plusieurs catégories :

- déchets de faible activité (LLW) ;
- déchets de moyenne activité (ILW) ;
- déchets de haute activité (HA), qui sont des déchets radioactifs (hors combustible usé) qui ont une importante capacité de génération de chaleur et donc de refroidissement, ce qui doit être pris en compte dans leur manipulation et leur stockage.

La stratégie déchets radioactifs d'EDF UK s'inscrit dans la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser).

Les déchets LLW représentent environ 94 % du volume des déchets radioactifs du Royaume-Uni, mais seulement 1 % de la radioactivité

totale. Ces déchets sont principalement composés d'anciens composants de machines, de filtres, de plastique, de tissu et de papier. Les déchets sont recyclés ou incinérés via des incinérateurs à haute température, de sorte que les déchets LLW envoyés pour élimination sont minimisés. Tous les déchets restants sont compactés (si possible), scellés dans des conteneurs, puis enfermés dans du ciment et éliminés dans le dépôt LLW de Cumbria.

Les déchets ILW comptent pour environ 6 % du volume de déchets radioactifs du Royaume-Uni, qui proviennent principalement de l'exploitation et de la maintenance des centrales électriques. Les déchets sont stockés en toute sécurité dans des zones blindées au sein des centrales électriques, avant installation d'un procédé d'élimination géologique à long terme (GDF) prévu par le gouvernement en Angleterre et au Pays de Galles (ou d'autres voies d'élimination en Écosse) après une période de décomposition.

Les déchets HA représentent moins de 1 % du volume de déchets radioactifs du Royaume-Uni et représentent environ 95 % de la radioactivité totale. Les HA sont produits en tant que sous-produit du retraitement du combustible usé des réacteurs nucléaires. Les HA se présentent généralement sous forme liquide et un processus appelé « vitrification » convertit les HA liquides en un produit solide qui est ensuite stocké en toute sécurité, prêt pour le GDF prévu pour les déchets en Angleterre et au Pays de Galles. Pour l'Écosse, les déchets de haute activité doivent être emballés et stockés avant le développement d'un dépôt près de la surface. EDF UK n'a pas de déchets HA sur ses sites car il n'effectue de retraitement de combustibles usés sur aucun de ses sites.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG ⁽¹⁾ est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par Sellafield limited, une filiale de la NDA ⁽²⁾) en vue d'y être entreposé sur le long terme. Le combustible usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec dédiée qui a vocation à stocker en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes). La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles sont fondées sur des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement. (Voir la section 1.4.5.1.2.2 « Production nucléaire » : « La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement ».)

3.2.4.1.3 Indicateurs en matière de déchets radioactifs

Indicateur déchets radioactifs solides	2021	2022	2023
France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue (en m ³)	287	225	261
Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués (en m ³)	471	498	474

En complément des indicateurs précédents, les centrales de production en fonctionnement en France (EDF) sont concernées par les déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) et par les déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc). En France, le volume des déchets TFA d'activité en 2023 est de 3 716 m³ contre 3 619 m³ en 2022 et 3 273 m³ en 2021. Le volume des déchets FMAvc en 2023 est de 5 151 m³ contre 4 916 m³ en 2022 et 6 329 m³ en 2021. Au périmètre du Groupe au Royaume-Uni, les déchets radioactifs à Moyenne Activité générés sont de 247 m³ contre 196 m³ en 2022 et 161 m³ pour 2021 et 2020. Ces évolutions correspondent à des variations interannuelles classiques, fonctions de la nature des activités de maintenance et de déconstruction.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome, en Belgique et aux États-Unis, sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A. Aux États-Unis le volume des déchets classe A est de 662 m³ contre 911 m³ en 2022, et de 215 m³ en 2021. En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours de finalisation et n'ont pas produit de déchets classe A en 2023, comme en 2022, 2021 et 2020.

(1) Réacteurs avancés refroidis à gaz.

(2) Nuclear Decommissioning Authority.

3.2.4.1.4 Déchets radioactifs et déconstruction

Les déchets issus de la déconstruction des centrales et des activités industrielles associées sont identifiés en France par les indicateurs des déchets radioactifs solides de déconstruction et industriels de Très Faible Activité (TFA) et les déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA). Pour le Groupe en France, le volume des déchets TFA est de 2 735 m³ contre 3 259 m³ en 2022 et de 2 707 m³ en 2021. Le volume des déchets FMA est de 147 m³ contre 349 m³ en 2022 et 622 m³ en 2021. La variation interannuelle de production de déchets radioactifs TFA et FMA est en lien avec les activités opérationnelles de démantèlement.

3.2.4.2 Éco-concevoir

La démarche d'éco-conception, première phase de l'économie circulaire ⁽¹⁾, est intégrée dès la phase d'ingénierie pour les grands projets de construction neufs ou de modification importante de process.

La conception des installations par les entités d'ingénierie s'appuie sur des démarches d'écoconception intégrant l'empreinte environnementale, la maîtrise de la production de déchets et la réutilisation des matériaux tout au long du cycle de vie. La mise en place de Schéma d'organisation et de gestion des déchets (SOGED) pour les chantiers importants contribue à la mise en place des principes de l'économie circulaire très en amont du démarrage des chantiers. Le déploiement de la démarche éco-socio-conception à EDF Hydro se poursuit, par exemple avec la réalisation d'un bilan empreinte GES ou d'une ACV comme sur le projet de passe à poisson de Rhinau (Bas-Rhin).

3.2.4.3 Réemployer et optimiser les ressources

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Intégré au SME d'EDF, le groupe « Déchets et économie circulaire » regroupant les correspondants déchets des métiers, a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation des ressources et de réemploi en vue de limiter la production de déchets. Toutes les entités déploient des plans d'actions visant à limiter la production de déchets conventionnels, intégrés aux programmes des systèmes de management environnementaux et comprenant des indicateurs associés (quantité de déchets évités, quantité d'équipements réemployés, économies réalisées sur la gestion des déchets, suivi d'un taux de valorisation des déchets pour inciter au recyclage, et donc aux économies de ressources).

3.2.4.3.1 Optimiser les combustibles et les matières premières

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative : uranium, gaz, charbon, fuel et biomasse. Les consommations des différents combustibles ont varié de façon hétérogène en 2023 : charbon (- 71 %), fioul lourd (- 15 %), gaz naturel et industriel (- 17 %). En France, la consommation de charbon a diminué de 75 % en raison de la diminution de la production à partir de charbon. La consommation de gaz d'EDF a diminué de 33 % en raison de la réduction de la production d'énergie à partir de gaz. S'agissant de la consommation d'électricité sur les sites industriels, les consommations d'électricité des auxiliaires des moyens de production (environ 23 TWh/an) sont majoritairement liées à l'autoconsommation électrique.

Afin d'optimiser les combustibles et les matières premières, le Groupe actionne de nombreux leviers :

- le développement des énergies renouvelables, la mise en service de CCG ⁽²⁾ à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison en Italie ambitionne d'être parmi les plus performants en Europe), l'utilisation de production renouvelable et de récupération (biomasse, chaleur fatale
- ...) par Dalkia, la conversion du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide ;
- SEI, Dalkia ou EDF au Royaume-Uni réalisent des actions d'optimisation des installations existantes telles que : l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement des process, la maintenance ou la modification des process, les prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement, ou le recours à la cogénération (*e-monitoring*). Par ailleurs, sept sites thermiques de SEI sont certifiés ISO 50001 dans les territoires insulaires ;
- à titre d'illustration de ce levier, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux énergies renouvelables en substitution d'énergie fossile ;
- la maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel. Le recyclage du combustible usé permet d'économiser actuellement environ 10 % d'uranium naturel via l'utilisation du combustible MOX pour un cycle à l'équilibre (voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « A - Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire ») ;
- EDF Renouvelables, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements a réalisé des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre et en mer, solaire, photovoltaïque, stockage par batteries) pour identifier les principaux impacts environnementaux, les phases du cycle de vie les plus contributrices et pour étudier la faisabilité technico-économique des pistes d'amélioration.

3.2.4.3.2 Optimiser les matériaux et les matériels

Au cours des grands chantiers liés aux investissements réseaux, hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés. De nombreux chantiers d'ampleur issus du programme Grand Carénage rendent disponibles un nombre important de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

EDF Reutiliz ⁽³⁾ est la plateforme de réemploi du groupe EDF. Elle permet d'offrir une seconde vie au matériel dont EDF n'a plus l'usage. Elle est destinée aux entités du Groupe mais aussi aux entreprises, collectivités, associations qui peuvent bénéficier du matériel d'EDF à prix compétitif ou gratuitement. Cette démarche de réemploi contribue ainsi à la préservation des ressources, la diminution des déchets et contribue à la réduction des émissions de GES d'EDF (scope 3) et aussi à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. C'est également une démarche solidaire qui contribue à faire des dons à des associations et des écoles. Depuis sa mise en service en 2021, plus de 8 000 annonces ont été publiées dont plus de 1 500 reprises.

En 2023, le réemploi a permis d'éviter l'émission de 1 244 tonnes de CO₂eq pour EDF et ses parties prenantes.

(1) Parmi les nombreux exemples, citons la fourniture gratuite des eaux tièdes de la centrale de Gravelines à la ferme aquacole Aquanord, où grâce à l'installation de canalisations récupérant l'eau tiède dans le canal, la ferme aquacole en reçoit 10 m³ par seconde, sans système de chauffage d'eau (voir le guide EDF économie circulaire et territoires) ; de même pour la centrale de Dampierre qui utilise ses eaux chaudes pour alimenter des serres agricoles à proximité.

(2) Cycle combiné gaz, un type de centrale électrique utilisant une association de turbines à gaz et de turbines à vapeur.

(3) <https://reutiliz.edf.fr>

3.2.4.3.3 Optimiser les consommations internes

EDF a mis en place mi-2022 un plan de sobriété énergétique en vue de diminuer les consommations énergétiques de l'entreprise, grâce à des mesures volontaristes et à la mobilisation des salariés :

- leviers techniques/pilotage : 19 °C en hiver, pas de climatisation sous 26 °C intérieur, arrêt de l'air neuf 24/24-7/7, horaires d'éclairage des espaces et enseignes... ;
- écogestes occupants : Teams, recharge des PC, challenges internes ;
- mesures mixtes : test de rassemblements dans une même zone les jours de faible affluence avec baisse des consignes dans les espaces inoccupés.

Ce plan amplifie et complète les actions engagées par l'entreprise depuis plusieurs années, comme :

- la gestion du parc immobilier : réduction et optimisation de l'utilisation des m², libération des sites énergivores et choix de sites plus vertueux énergétiquement, changement des équipements techniques... ;
- la mobilisation des parties prenantes : bailleurs et prestataires techniques ;
- l'analyse des sources de surconsommation par l'analyse des courbes de charge pour agir efficacement ;
- le renforcement ou l'ajout de solutions de pilotage.

L'ambition d'EDF d'atteindre un ratio de 100 kWh/m² sur le parc tertiaire à 2030 va nécessairement engendrer une accélération et le renforcement de l'activation des leviers. Les conditions de réussite ont été identifiées :

- poursuivre les actions du plan sobriété en évitant un potentiel effet rebond fin 2023 (vigilance - 19 °C) ;
- poursuivre les analyses de courbe de charge, les actions pilotage et autres actions sur le parc immobilier.

La maîtrise des consommations énergétiques couplées à l'optimisation des m² occupés permettent de viser un ratio de 100 kWh/m² à l'horizon 2030, au périmètre de l'immobilier tertiaire.

3.2.4.4 Gérer et valoriser les déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets produits par le groupe EDF sur ses sites. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs, ni les cendres de charbon et le gypse issus du process qui font l'objet d'une gestion et d'un bilan spécifiques. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres excavées et gravats) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent reporting lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

3.2.4.4.1 Valorisation des déchets conventionnels

3.2.4.4.1.1 Politique et engagement du Groupe

La politique RSE du Groupe vise à développer la démarche d'économie circulaire et à améliorer la valorisation des déchets produits. Cette politique se concrétise sur différents volets, dont le développement de la réutilisation des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions ; la mise en œuvre des prétraitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures, séparation de l'amiante) ; la mise en place de partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Veolia et Suez pour les déchets conventionnels, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ; le tri et la valorisation des déchets dans des filières habilitées ; par exemple les terres excavées ou les sédiments issus des barrages hydrauliques sont valorisés comme granulats pour le génie civil, ou lors de travaux publics ; le tri et la valorisation de certains déchets vers des filières de valorisation dédiées (actifs éoliens ou photovoltaïques en fin de vie pour EDF Renouvelables)

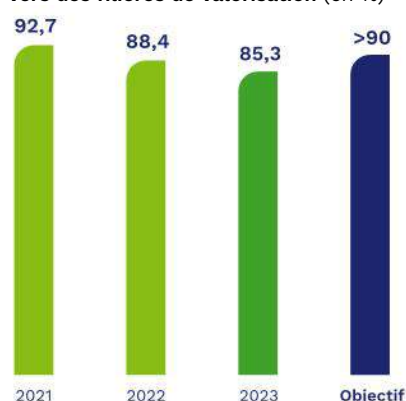
3.2.4.4.1.2 Indicateur clé de performance

L'objectif annuel de valorisation des déchets est de 90 % pour l'ensemble du Groupe. La production de déchets conventionnels s'établit en 2023 à 502 513 tonnes à l'échelle Groupe contre 640 128 tonnes en 2022. Cette baisse significative est liée principalement à une plus faible production de déchets de sédiments issus du curage des barrages pour EDF Hydro. La production de déchets dangereux s'établit en 2023 à 66 447 tonnes à l'échelle Groupe. Il s'agit principalement de mélanges eaux-hydrocarbures, de boues de traitement des fumées issus de l'exploitation des installations. Pour EDF, de nouveaux outils de suivi ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets conventionnels issus de l'exploitation des filières industrielles.

Indicateur clé de performance du Groupe

En 2023, le taux de valorisation des déchets conventionnels est de 85,3 %. Ce taux de valorisation en deçà de l'objectif est lié à une augmentation de production de déchets dangereux, notamment des mélanges huiles – hydrocarbures suite à un incident ponctuel sur le site de Cordemais qui n'a pas généré d'impact environnemental mais qui a nécessité une collecte et un traitement *ad hoc* dans une filière dédiée, sans valorisation possible. Par ailleurs, la production de sédiments valorisables par EDF Hydro est nettement plus faible que les années précédentes en lien avec une diminution des chantiers de curage des barrages.

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



3.2.4.4.2 Valorisation des produits de combustion

Issues de la combustion du charbon pour la production d'électricité, les cendres de charbon disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). En 2023, EDF a valorisé 6 377 tonnes de cendres de charbon, soit un taux de valorisation de 58 %. Dans une démarche d'amélioration continue, EDF a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues notamment via les travaux de l'association RECORD avec la collaboration de la R&D du Groupe.

3.2.4.4.3 Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

3.2.4.4.3.1 Recyclage des éoliennes

Composée essentiellement de béton, d'acier/fonte, de cuivre et d'aluminium, la structure d'une éolienne est aisément recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 98 %. Les éléments plus difficilement recyclables sont les pales : elles représentent environ 10 % du poids d'une éolienne (2 % fondations incluses). La filière de traitement la plus mature est pour l'instant la valorisation énergétique, mais des solutions alternatives sont en phase de développement (valorisation matière).

Les pales

Les pales et composants de l'éolienne qui sont encore difficilement recyclables font l'objet de diverses expérimentations et projets pilotes sur lesquels EDF Renouvelables travaille, en coordination avec la R&D d'EDF : valorisation des pales en fibre de verre et transformation en granulats pour intégration dans du béton ou de l'agrégat de bois ; réutilisation pour du mobilier urbain (exemple du démantèlement du parc EDF Renouvelables de Tenesa en Corse).

Dévoilé par Siemens Gamesa en 2021, un nouveau modèle de pale recyclable sera utilisé par EDF Renouvelables sur 10 éoliennes du parc éolien en mer du Calvados. Il s'agit d'une première en France. Fabriquée à partir d'une combinaison de matériaux coulés ensemble avec de la résine, ce nouveau modèle de pale permet de séparer efficacement la résine des autres composants à la fin de vie de la pale, pour une réutilisation des matériaux dans de nombreuses applications (industrie automobile, aéronautique, ferroviaire...).

WindEurope a appelé en 2021 à une interdiction de mise en décharge à l'échelle européenne des pales d'éoliennes déclassées d'ici 2025. En 2023, EDF Renouvelables est le premier acteur français à s'être publiquement engagé pour tous les parcs sous son contrôle, à réutiliser, recycler ou valoriser les pales d'éoliennes lors de leur fin d'exploitation.

Les terres rares

Elles représentent un enjeu pour l'éolien, et ce uniquement pour les technologies utilisant des aimants permanents, c'est-à-dire les éoliennes « PMG » (*Permanent Magnet Generator*). Celles-ci peuvent contenir plusieurs terres rares : néodyme, dysprosium, praséodyme ou parfois terbium dans leurs aimants permanents. Les aimants représentent en moyenne 600 à 700 kg/MW en Direct Drive (utilisé principalement pour les éoliennes offshore), et 80 à 160 kg/MW en Gearbox (utilisé principalement pour le terrestre).

En raison des faibles volumes actuellement, il n'existe pas encore de filière industrielle mature de recyclage des aimants permanents en vue de réutiliser les terres rares. Le recyclage des aimants permanents est à l'étude et les premiers projets émergent. Des fabricants travaillent à la création d'éoliennes à aimants permanents sans terres rares.

3.2.4.4.3.2 Recyclage des panneaux photovoltaïques

En Europe, le recyclage des panneaux photovoltaïque est régi par la directive 2012/19/UE du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques modifiée dite « directive DEEE ». En application de cette directive, les producteurs sont responsables du financement de la gestion des déchets provenant de ses propres produits, y compris le traitement des produits en fin de vie.

En France, plus de 95 % des composants sont recyclés. Les terres rares n'entrent pas dans la fabrication des panneaux photovoltaïques. L'éco-organisme SOREN (ex PV-Cycle), agréé par l'État, assure la collecte en fin de vie (l'éco-participation moyenne à l'achat de l'équipement est de 70 centimes d'euro par panneau). Il existe aujourd'hui 3 usines de recyclage des panneaux « silicium cristallin » en France. Les matériaux sont isolés et redirigés vers diverses filières industrielles : le silicium vers les filières de métaux précieux, le cadre en aluminium vers les affineries d'aluminium, les boîtiers de raccordement et les câbles sont broyés et vendus sous forme de grenaille de cuivre.

3.3 Bien-être et solidarités

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être d'EDF. Cela concerne aussi bien ses salariés que l'ensemble de ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la santé et la sécurité de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, la lutte contre la précarité énergétique et l'engagement pour l'innovation sociale.



Le Groupe a pour objectif, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de transformer durablement les modalités de travail et de management des activités, afin de disposer des meilleures conditions d'engagement des salariés en vue d'accroître leur bien-être, leur performance et la mobilisation des équipes.

Un dispositif pionnier ⁽²⁾ en matière d'écoute des salariés et de recueil des attentes : « MyEDF Group ».

Déployée auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, l'enquête annuelle d'engagement « MyEDF Group » a pour but de recueillir les opinions des salariés sur leur situation professionnelle et leur perception de l'entreprise au niveau local et à l'échelle du Groupe. En identifiant les domaines de satisfaction et les pistes d'amélioration, les résultats de cette enquête sont examinés en Comité exécutif et dans les différents Comités de direction. Ils permettent d'orienter les priorités et de nourrir les plans d'actions au sein des équipes.

L'enquête 2023 s'est déroulée sur 4 semaines. Elle est conduite par IPSOS qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses. Un intérêt toujours très fort des salariés est porté à cette enquête avec cette année un niveau record de taux de participation (81 %). L'indice d'engagement atteint un niveau inégalé depuis 2016 et progresse encore de 3 points (74 %) par rapport à l'an passé. Les résultats en termes d'engagement (indices d'engagement ⁽³⁾) sont intégrés à la rémunération variable des cadres dirigeants (voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres »).

3.3.1 Sûreté, santé et sécurité de tous

EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail, garantir un haut niveau de protection sociale), d'offres commerciales liées au bien-être, de qualité de l'air, et de réduction des nuisances.

3.3.1.1 Sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels d'EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO ⁽⁴⁾ et audits OSART ⁽⁵⁾) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en France et l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) au Royaume-Uni veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2021 (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Compte tenu de l'importance de l'enjeu de la sûreté nucléaire, une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (ASN et ONR), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3).

Pour des développements en matière de sûreté nucléaire, voir notamment les sections 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection », 1.4.5.1.2 « Les activités d'EDF Energy » et 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

(1) Lost Time Incident Rate : le taux de fréquence global du Lost Time Incident Rate (LTIR) du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées.

(2) La première édition de l'enquête interne d'engagement « My EDF Group » fut initiée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe.

(3) L'indice d'engagement est « un indice de dynamique d'engagement salarié » descriptif et factuel qui permet, utilisé de façon macro de mesurer la qualité de l'engagement des salariés sur l'ensemble de l'entité.

(4) *World Association of Nuclear Operators*.

(5) *Operational Safety Analysis Review Team*

Indicateur INES

	2021	2022	2023
Événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES (en nombre) *	1	0	0

* Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

3.3.1.2 Sûreté hydraulique

La politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et un fonctionnement en amélioration continue. Pour les développements relatifs à la sûreté hydraulique, se reporter à la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique ».

3.3.1.3 Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est au cœur de la stratégie du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur et un client socialement responsable et engagé, référent en termes de santé et de sécurité.

3.3.1.3.1 Politique santé-sécurité

La politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, a été actualisée en avril 2021. Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif. La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ses sous-traitants.

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et les accidents mortels, mais aussi de réduire le nombre d'accidents et de lutter contre l'absentéisme. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la santé-sécurité BEST.

Une revue des résultats santé-sécurité et de suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif. Un comité stratégique pilote le déploiement de la politique.

3.3.1.3.2 Management de la santé-sécurité

Le socle de management de la santé-sécurité Les 10 règles vitales

Le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, identifiées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années.

Cadre de référence BEST

En 2023, les directions, divisions et sociétés du Groupe ont actualisé l'auto-évaluation de leur système de management santé-sécurité au regard du cadre de référence BEST. Cette revue est conduite tous les 3 ans et fait l'objet d'un examen en Comité stratégique santé-sécurité du Groupe. L'année 2023 a été marquée par une très forte mobilisation des entités pour l'actualisation de la politique santé-sécurité qui sera soumise au Comité exécutif du Groupe en 2024.

Les certifications ISO 45001/MASE ou VCA

La part des salariés appartenant à des entités dont le système de management est certifié (ISO 45011, MASE ou VCA) est stable à 35,4 % fin 2023 contre 35,4 % fin 2022.

Ce chiffre fait l'objet d'une publication sur le site web « edf.fr » ainsi que sur celui des entités couvertes par une certification.

« Stop sécurité »

La politique santé-sécurité du Groupe précise que lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « NoGo » doit être actionné pour corriger la situation avant de démarrer. De même quand des imprévus ne permettent plus de respecter les règles de sécurité, c'est un « STOP sécurité » qu'il convient de marquer.

Par ailleurs, un événement STOP Sécurité Groupe est organisé au sein de chaque équipe, chaque année au mois d'octobre. Cette année, il a été organisé le 17 octobre. Il a permis de mettre en débat sur le terrain et dans les collectifs de travail, le sujet de la santé et de la sécurité sur le thème 2023 « Oser dire STOP ».

Partage de l'analyse des « Événements à Haut Potentiel » (HPE)

Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue et d'entretenir la conscience du risque, les Événements à Haut Potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. 6 % de ces HPE sont des presque accidents ou des situations dangereuses. Un accent particulier est mis sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe.

En 2023, un critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF SA a porté sur le développement des analyses des accidents avec arrêt et la réduction du nombre d'accidents avec et sans arrêt, classés HPE.

Audits santé-sécurité

Des audits sont menés chaque année dans l'ensemble du Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées.

Voir aussi dans la section 3.8.1 « Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité ».

3.3.1.3.3 Accidents du travail

Éradiquer les accidents graves et les accidents mortels

EDF est engagé pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés et de ses sous-traitants. La priorité absolue est de les protéger et, en premier lieu, d'éradiquer les accidents graves et mortels.

4 accidents mortels directement liés à l'activité professionnelle se sont produits en 2023. Ces drames concernaient 3 salariés partenaires et 1 salarié du Groupe. En plus de ces 4 accidents mortels, le Groupe EDF déplore 5 malaises mortels qui ont touché 4 de ses salariés et 1 de ses prestataires, ainsi que 1 accident de trajet mortel dont a été victime 1 de ses salariés.

	Objectif	2021	2022	2023
Nombre d'accidents mortels	0	4	2	4

Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants. Elle renforce la dynamique de progrès avec les prestataires (quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens).

Diminuer les accidents du travail

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur LTIR (*Lost Time Injury Rate*) correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons.

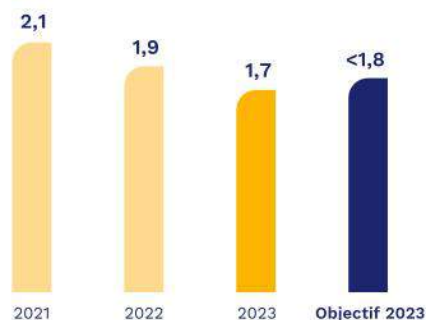
L'indicateur clé de performance du Groupe : LTIR ⁽¹⁾ global

Indicateur clé de performance du Groupe

Portés par la politique santé-sécurité, les objectifs à fin 2023 sont de 1,4 pour les salariés du Groupe et de 1,8 pour le global salariés et prestataires.

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés EDF et les salariés prestataires.

LTIR Global



Précisions sur les accidents du travail et les maladies professionnelles

	2021	2022	2023
Salariés			
LTIR salariés du Groupe	1,7	1,6	1,5
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	432	404	397
Taux de gravité	0,16	0,16	0,17
Maladies professionnelles	40	52	69
Prestataires			
LTIR prestataires	2,6	2,2	2,0
Accidents du travail prestataires (avec arrêt d'un jour ou plus)	513	450	436

En ce qui concerne les maladies professionnelles, le nombre déclaré en 2023 est en augmentation par rapport aux trois dernières années et revient aux valeurs enregistrées en 2017, 2018 et 2019 avec une part importante de cas liés au développement des troubles musculo-squelettiques, justifiant les actions de prévention pour réduire la pénibilité des activités (exosquelettes) et aussi l'ergonomie des postes de travail, y compris dans le secteur tertiaire.

3.3.1.3.4 Bien-être et risques psychosociaux

Lutte contre l'absentéisme, prévention des risques psychosociaux, et amélioration du bien-être au travail

EDF est engagé pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés au travail : sur site et à distance. Progresser sur ce champ mobilise durablement les équipes médicales, les assistants sociaux, les managers, les préventeurs, les responsables des ressources humaines dans une approche pluridisciplinaire et les partenaires sociaux.

Les troubles anxio-dépressifs, le stress et les troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer les mesures de prévention. Le développement des projets de responsabilisation des équipes a permis une baisse significative de l'absentéisme des salariés des équipes engagées, illustrant l'impact positif sur les questions de santé, d'amélioration de la qualité de vie dans les collectifs mais aussi d'engagement et le sens du travail. L'accent est mis sur la qualité des entretiens de retour que réalisent les managers pour accueillir leurs collaborateurs après leur arrêt maladie et réussir leur retour au travail.

Sur la prévention des TMS, Framatome a développé des exosquelettes pour réduire la pénibilité des activités. Les directions opérationnelles intègrent les autres causes potentielles de développement de maladies professionnelles telles que l'exposition au bruit, aux substances chimiques dangereuses, aux rayonnements ionisants et électromagnétiques, aux agents biologiques dans leur évaluation des risques selon la nature de leurs activités et mettent en œuvre localement des actions de prévention.

Ainsi, la prévention des risques psychosociaux et socio-organisationnels est fondée sur l'exploitation de l'enquête de perception des salariés (MyEDF) lue à tous les niveaux de l'organisation, permettant de disposer d'une évaluation des risques précise mettant en avant les forces de l'organisation et du collectif mais aussi ses points de fragilité. Ceci permet d'établir des plans d'actions locaux adaptés aux situations rencontrées.

	2021	2022	2023
Nombre de jours d'absence par salarié et par an (groupe EDF)	9,1	9,8	8,2

(1) *Lost Time Incident Rate*.

De la santé au travail à la santé globale

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail, des médecins experts en santé environnementale et santé publique. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail.

Des actions de sensibilisation sont régulièrement organisées pour poursuivre la prévention du risque cardio-vasculaire, cause majeure de décès par malaise, ainsi que la prévention des addictions, y compris en mettant en place les contrôles de consommation de stupéfiants. Dans le prolongement de ces démarches, le groupe EDF a signé en 2023 un partenariat avec l'INCA (Institut national du Cancer) et s'est engagé dans des actions d'accompagnement des salariés atteints de maladies chroniques et en particulier du cancer, permettant à ceux qui le souhaitent de disposer d'un maintien raisonnable avec le cadre et l'appui transdisciplinaire apportés par l'ensemble de l'entourage professionnel et des équipes médicales.

3.3.1.3.5 Bien-être, organisation et temps de travail

Durée du travail

Pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum. Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société, tels que la continuité de l'exploitation, les salariés peuvent être amenés à travailler en service continu ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables. Ces dispositions s'adaptent en fonction du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail.

Forfait jours

À travers la mise en œuvre d'accords « forfaits jours » dans la plupart des sociétés du Groupe, auxquels les cadres ont massivement adhéré, celles-ci ont cherché à moderniser l'organisation du temps de travail afin de favoriser l'agilité et la responsabilisation des salariés.

Travailler et manager autrement (TAMA)

Pour EDF, un accord « Travailler Autrement, Manager Autrement » a été signé le 15 novembre 2021. Cet accord global intègre une démarche de responsabilisation des équipes, de nouvelles modalités de travail (actualisation du cadre de cohérence pour le télétravail avec 10 jours/mois maximum de télétravail autorisés, nouvelles possibilités de souplesse horaire en adaptant si nécessaire les horaires de travail au plus près des éventuels besoins des salariés, sous réserve du maintien du niveau de performance de l'équipe de travail, prise de travail directement sur chantier) et se concrétise par la coconstruction d'un projet d'équipe permettant de définir les évolutions du fonctionnement de l'équipe. Afin d'accompagner les collaborateurs dans ce changement, le Groupe a également mis en place 2 dispositifs d'aide financière dans le cadre de la pratique du télétravail : une indemnité allant jusqu'à 20 euros par mois (il s'agit de la participation de l'employeur aux frais d'occupation du domicile : loyer, taxes, frais variables) et une aide à l'équipement pour pouvoir télétravailler dans de bonnes conditions.

Accords télétravail dans les sociétés du Groupe

Dans le contexte de la crise sanitaire et de ses suites, plusieurs sociétés du Groupe ont été amenées à mettre en place ou à revoir leurs accords sur le télétravail (Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg, Framatome...).

3.3.1.3.6 Bien-être et protection sociale

Une politique de protection sociale ancrée dans la durée

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires. Assurer des avantages sociaux durables et adaptés au marché local nécessite en effet qu'ils soient financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour les employeurs.

Un régime de protection sociale spécifique : le statut des IEG

En France, la majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis⁽¹⁾, PEI) et relève du statut des Industries électriques et gazières (IEG). Ce statut prévoit des régimes spéciaux de sécurité sociale, notamment maladie, invalidité, ou retraite. Ainsi, en cas d'incapacité de travail (maladie/maternité/invalidité), les salariés statutaires bénéficient d'une couverture adaptée. En termes de frais de santé, au-delà du régime de base, leur régime spécial comporte un étage complémentaire obligatoire, qui couvre également les retraités. Les salariés statutaires et les retraités IEG ont accès à des activités sociales mutualisées, financées par les entreprises de la branche des IEG et gérées de façon autonome par les syndicats. À ce corpus s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

À compter du 1^{er} septembre 2023, les nouveaux embauchés bénéficient de l'ensemble des dispositions du statut des IEG, à l'exception de celles relatives au régime spécial de retraite, qui est progressivement mis en extinction à compter de cette date. Ces nouveaux salariés statutaires sont affiliés à la CNAV⁽²⁾ pour leur retraite de base et à l'AGIRC-ARRCO pour leur retraite complémentaire.

Des changements importants survenus au cours de la dernière décennie

L'ouverture du capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont conduit à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de sécurité sociale face à cette exigence s'est accompagné d'une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie.

Régime spécial de retraite

Le régime spécial de retraite des IEG a été, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des retraites. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise, etc.) tendent à être les mêmes que ceux des régimes de droit commun. La définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les embauchés à compter du 1^{er} janvier 2009, à travers la création d'un compte épargne jours retraite.

(1) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

(2) Caisse nationale d'assurance vieillesse.

De nouvelles évolutions sont intervenues avec la promulgation, le 14 avril 2023, de la loi de financement rectificative de la sécurité sociale (LFRSS) pour 2023, vectrice de la réforme des retraites. Cette réforme comporte :

- des mesures paramétriques, visant à relever l'âge d'ouverture des droits (de 62 à 64 ans) et à accélérer le calendrier de l'augmentation de la durée de cotisation (passage à 43 ans de cotisations pour bénéficier du taux plein) :
 - > leurs modalités de mise en œuvre sont déterminées dans la loi pour les salariés du régime général, les indépendants et les fonctionnaires avec mise en œuvre à compter du 1^{er} septembre 2023,
 - > pour les salariés affiliés au régime spécial de retraite des IEG, le décret du 28 juillet 2023 précise que ces mesures d'âge et de durée seront applicables à compter du 1^{er} janvier 2025, selon des modalités particulières ;
- une mesure systémique de fermeture des principaux régimes spéciaux : outre le régime spécial de retraite des IEG, sont concernés la RATP, la Banque de France, les régimes des clercs et employés de notaire et des membres du Conseil économique, social et environnemental (le régime spécial de retraite de la SNCF a lui déjà été fermé au 1^{er} janvier 2020) :
 - > en conséquence, tous les salariés statutaires actuels conservent le bénéfice du régime spécial de retraite des IEG, mais les salariés statutaires embauchés à partir du 1^{er} septembre 2023 sont affiliés à la CNAV pour leur retraite de base et à l'AGIRC-ARRCO pour leur retraite complémentaire ;
- d'autres mesures prévoient notamment :
 - > un assouplissement des conditions de bénéfice de la retraite anticipée pour carrière longue, étendue aux personnes ayant commencé leur activité avant 21 ans (20 ans auparavant),
 - > le maintien d'un départ à 62 ans et au taux plein pour les inaptes et invalides,
 - > une bonification de pension (surcote) pour les mères de famille ayant, à 63 ans, une carrière complète,
 - > une revalorisation du minimum de pension porté à 85 % du SMIC pour une carrière complète,
 - > la prévention de l'usure professionnelle (assouplissement du compte professionnel de prévention pour acquérir davantage de points pénibilité et les utiliser pour financer un congé de reconversion ; création d'un fonds d'investissement en soutien des branches pour les inciter à identifier par accord collectif la liste des métiers pénibles),
 - > l'amélioration des transitions vie professionnelle – retraite (assouplissement de la retraite progressive et du cumul emploi-retraite).

La réforme des retraites se met donc en œuvre en deux étapes dans les IEG :

- 1^{er} septembre 2023 : mise en extinction du régime spécial de retraite des IEG, les nouveaux recrutés bénéficiant du maintien de l'ensemble des avantages statutaires hors retraite (couverture maladie, invalidité, AT-MP ⁽¹⁾, droits familiaux, ANE ⁽²⁾, activités sociales – y compris à la retraite) ;
- 1^{er} janvier 2025 : mise en œuvre du relèvement de l'âge d'ouverture des droits et de l'accélération du calendrier de l'augmentation de la durée de cotisation.

Au regard des évolutions importantes qu'elle comporte, la réforme des retraites revêt plusieurs enjeux majeurs pour le groupe EDF :

- construire un cadre social d'embauche attractif pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023 ;
- conserver des conditions facilitantes pour les mobilités groupe ;
- revoir le financement du régime pour limiter le coût des engagements sociaux du groupe EDF.

Santé, invalidité et décès

Conformément aux pratiques des grands groupes, en matière de couvertures santé, invalidité, décès et retraite supplémentaire, des couvertures complémentaires ont été mises en place dans ces quatre domaines, par accord au niveau de la branche professionnelle.

Un accord relatif aux droits familiaux a été signé en 2017 au niveau de la branche des IEG avec les organisations syndicales afin de moderniser le dispositif social.

Sur le champ de l'assurance maladie, un travail de concertation approfondi entre les partenaires sociaux des IEG et les pouvoirs publics a été conduit ces dernières années en vue d'un rééquilibrage des comptes de la CAMIEG ⁽³⁾, excédentaires depuis sa création en 2007.

Ce rééquilibrage est notamment assis sur une baisse des cotisations maladie complémentaire employeurs et salariés, une baisse de la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs ainsi que sur une amélioration des prestations en optique. Ces dispositions ont permis d'ouvrir la voie à une réflexion plus large sur le suivi de l'équilibre des comptes de la CAMIEG et sur une possible réactivité accrue pour moduler les taux en fonction de la réalité constatée des équilibres financiers.

En pratique, les salariés des IEG ont pu bénéficier de ces mesures :

- sur les salaires en 2022, le taux de cotisation salariale maladie complémentaire a été réduit de 25 % par rapport à son niveau de 2020 ;
- en 2023, cette baisse de taux reste de 5 % par rapport au niveau de cotisation salariale 2020 ;
- la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs a baissé quant à elle de façon pérenne de 17 % par rapport à son niveau de 2020.

Par ailleurs, afin d'améliorer la couverture des frais médicaux (Couverture supplémentaire maladie qui intervient en troisième niveau après le Régime obligatoire CAMIEG et le Régime complémentaire CAMIEG), un appel d'offres sera lancé au 1^{er} trimestre 2024 afin de répondre aux exigences du groupe EDF en matière de commande publique et d'optimiser la couverture (garanties, services et volet financier).

En matière de prévoyance, un renforcement du dispositif d'accompagnement des aidants est entré en vigueur à compter du 1^{er} avril 2022. L'aide financière apportée aux salariés en congé de solidarité familiale et en congé de présence parentale a été améliorée et également ouverte aux salariés en congé de proches aidants.

Ainsi, depuis plusieurs années, le renforcement du pilotage financier des régimes de santé et de prévoyance, pour un meilleur rapport entre cotisations et prestations, constitue un objectif majeur et partagé en responsabilité entre employeurs et organisations syndicales.

Enfin, en matière de retraite supplémentaire, le groupe EDF avait fait le choix de mettre en place au 1^{er} janvier 2009 un dispositif de retraite supplémentaire (dit « article 83 ») commun à toutes les entreprises du Groupe employant des salariés soumis au statut national du personnel des IEG. En complément du régime de retraite supplémentaire, le Groupe a mis à disposition de ses salariés en septembre 2009 un Plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO). Au 1^{er} avril 2023, le Groupe a mis en place un plan d'épargne retraite obligatoire (PERO) qui est venu se substituer au dispositif dit « article 83 » afin de bénéficier de toutes les opportunités offertes par la loi Pacte.

(1) Accident du travail et maladie professionnelle

(2) Avantage en Nature Énergie

(3) CAMIEG : Caisse d'assurance maladie des industries électriques et gazières.

La protection sociale des salariés non statutaires

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe. Pour les sociétés du Groupe hors de France, même si un contexte réglementaire propre à chaque pays est à prendre en compte, il est demandé à chaque entité de s'assurer que les capitaux, versés en cas de décès dans le cadre des contrats de prévoyance couvrent, *a minima*, une année de salaire.

3.3.1.4 Santé et sécurité des consommateurs

Au-delà de son action de longue date en termes de sécurité des usages de l'électricité ⁽¹⁾, le groupe EDF est un acteur engagé en matière de santé des consommateurs. À l'amont de son activité, il agit favorablement sur la qualité de l'air du fait de son mode de production bas carbone. À l'aval, s'agissant des usages de l'électricité et de ses applications, il autorise le développement de bonnes pratiques en termes de mobilité, de chaînes du froid ou de confort à domicile.

La politique du groupe EDF permet de couvrir un large spectre d'activités au service de la santé ⁽²⁾ des consommateurs. Il s'agit depuis plusieurs années de relier les questions environnementales aux sujets de santé dans une posture de limitation des risques, d'anticipation des risques futurs à l'exemple des impacts sanitaires du dérèglement climatique, mais aussi de promotion de services innovants.

Afin de détecter le plus en amont les sujets émergents, une rencontre est organisée chaque trimestre avec l'ensemble des correspondants santé environnement de toutes les directions de l'entreprise. EDF est aussi membre de l'association Entreprises pour l'Environnement (Epe), pour analyser et anticiper les réglementations du domaine et partager les bonnes pratiques.

Une étude réalisée par le Service des études médicales (SEM) en collaboration avec l'université de Warwick en Angleterre et EDF R&D a montré que la rénovation énergétique des passoires thermiques permettrait de générer des économies pour le système public de santé. Cette étude EDF a été retenue par le ministère de la Transition écologique (MTE) et France Stratégie pour un travail, publié en 2022, sur la quantification de la valorisation économique des bénéfices en santé associés à la rénovation énergétique des logements ⁽³⁾.

S'agissant du sujet des nuisances sonores, les études acoustiques sont menées dès la conception des ouvrages et figurent dans les études d'impact environnemental. Des campagnes de mesures acoustiques sont aussi réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires. EDF Renouvelables réalise des études acoustiques dès la phase de développement des éoliennes, la puissance sonore des turbines intégrant les critères de sélection des machines. Des suivis ont été réalisés en phase de chantier, pour mesurer l'impact des activités les plus bruyantes (ex. fondations) sur la faune marine. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou

françaises. Chez Enedis, les achats de nouveaux transformateurs sont désormais systématiquement réalisés avec aéroréfrigérants à bruit réduit. Le Groupe mène également des actions pour lutter contre les nuisances lumineuses, Citelum ayant par exemple mis en place un dispositif de capteurs ajustant l'intensité de l'éclairage du réseau routier à la densité de circulation et à la vitesse des conducteurs, améliorant d'autant la sécurité automobile.

3.3.1.5 Actions visant à promouvoir la pratique d'activités physiques et sportives

Les initiatives visant à promouvoir la pratique du sport des salariés de l'entreprise sont nombreuses, variées, et réalisées au plus près du terrain.

Partenaire des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024, EDF a lancé en juin 2022 son programme héritage « enJeux d'avenir 2024 ». Destiné à faire vivre le sport et l'énergie des Jeux partout en France, ce programme vise à mobiliser les énergies positives du sport au service des causes sociales et environnementales grâce à des initiatives en métropole et dans les territoires ultramarins.

Le programme héritage « enJeux d'avenir 2024 » s'adresse à tous les Français. Cible prioritaire « d'enJeux d'avenir 2024 », les jeunes générations sont celles qui sont les plus à même de contribuer dès aujourd'hui à la transformation du monde du sport. Les initiatives du programme ont été développées pour aller à leur rencontre afin de les sensibiliser sur des thématiques sociétales comme le regard sur le handicap, l'éco-responsabilité dans le sport ou l'apprentissage de la nage ⁽⁴⁾.

3.3.1.6 Qualité de l'air

3.3.1.6.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production

Le groupe EDF poursuit une démarche de modernisation et d'amélioration des performances environnementales du parc thermique, jusqu'à atteindre en Europe les meilleures techniques disponibles. Dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines. Au Brésil, le cycle combiné gaz de Norte Fluminense émet en deçà de sa valeur limite en NO_x de 25 ppm, notamment grâce à un bon niveau de maintenance des équipements.

En Italie, la centrale de Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %) se substitue à des moyens moins performants, et autorise non seulement des gains d'émissions spécifiques de gaz à effet de serre (jusqu'à 40 %), mais aussi une baisse importante d'émissions d'oxydes d'azote (plus de la moitié) dans l'atmosphère.

EDF poursuit son expérimentation et sa conversion aux bioliquides, combustibles peu soufrés, en remplacement de combustibles fossiles ⁽⁵⁾. En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO₂ et propose, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR.

Évolution des émissions de SO₂, NO_x et poussières à l'échelle Groupe

Émissions de SO ₂ , NO _x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (en kt)	2021			2022			2023		
	SO ₂	NO _x	Pous.	SO ₂	NO _x	Pous.	SO ₂	NO _x	Pous.
Groupe EDF	18	31	3	16	29	3	11	26	3
EDF	4	10	0,2	3	10	0,2	2	9	0,2

(1) Des dispositifs variés sont mis en place dans toutes les structures du Groupe concernées, en France, en Italie, au Royaume-Uni... Par exemple, EDF adresse systématiquement en France une notice de sécurité à tout client souscrivant une offre de gaz naturel. Cette notice est disponible sur le site edf.fr. Enedis développe également des partenariats avec les organisations représentant les principaux publics à risque afin de sensibiliser les pêcheurs aux risques à proximité des lignes électriques, ou de renforcer la coopération dans la prévention des risques liés aux interventions des sapeurs-pompiers à proximité des réseaux électriques. À l'étranger, EDF au Royaume-Uni informe ses clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de newsletters ou au dos des factures. EDF au Royaume-Uni offre également un numéro d'appel gratuit pour informer ses clients sur les pratiques de sécurité. Une action spécifique est conduite envers les clients les plus vulnérables pour promouvoir leur santé particulièrement durant la période hivernale.

(2) La santé s'entend ici au sens de l'OMS comme « un état de complet bien-être physique, mental et social, et ne consiste pas seulement en une absence de maladie ou d'infirmité ».

(3) strategie.gouv.fr/publications/levaluation-socioeconomie-effets-de-sante-projets-dinvestissement-public-0

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 juin 2022 « EDF lance « enJeux d'avenir 2024 », un programme héritage pour faire vivre le sport et l'énergie des jeux partout en France ».

(5) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE (Mécanique des fluides énergies environnement) d'EDF R&D.

3.3.1.6.2 Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

La loi « Climat et Résilience » renforce les attendus en matière de qualité d'air extérieur et intérieur (mesures sur la mobilité, le chauffage, la rénovation des bâtiments). EDF, en tant qu'énergéticien responsable, a développé des compétences historiques et uniques dans ce domaine et s'associe à des partenaires pour proposer des solutions pour améliorer la qualité de l'air.

EDF ⁽¹⁾ dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aérodynamique.

Avec le CEREAS ⁽²⁾, EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles *open source* ⁽³⁾. Le laboratoire 4EVLab ⁽⁴⁾, entre la R&D d'EDF, le LaSIE ⁽⁵⁾ et le CNRS mène des études sur la qualité de l'air intérieur, la maîtrise de l'humidité, l'énergie urbaine et les équipements de tests de façades.

Airparif est l'un des partenaires de Citelum à Asnières-sur-Seine, dans le cadre d'AILLAB ⁽⁶⁾. L'installation de caméras et de capteurs sur des équipements urbains permet de mesurer en temps réel les flux de mobilité et les variations des sources de pollution dans l'atmosphère. À Paris, Lille et en Haute-Savoie, les véhicules du gestionnaire de réseau de distribution Enedis sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack : 300 véhicules d'Enedis Paris sont équipés de capteurs lasers capables de capter les particules fines PM 2,5 et transmettent environ deux millions de relevés quotidiens à Airparif qui les affiche sur une carte et pointe les hotspots.

3.3.1.6.3 Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments (QAI)

EDF et la ville de Villiers-sur-Marne se sont associés pour mettre en place des projets de rénovation urbaine et de construction visant l'amélioration et la maîtrise de qualité de l'air intérieur et extérieur « de la rue à la pièce ». Le déploiement d'une approche scientifique portée par le CEREAS s'est traduite par la réalisation d'un premier démonstrateur numérique de la qualité de l'air dans un appartement témoin.

La R&D d'EDF aborde la problématique de la QAI conjointement avec la performance énergétique et environnementale des bâtiments. L'objectif de ses recherches est de se doter de méthodes et outils pour évaluer l'impact de contraintes et exigences sur la réalité énergétique, environnementale et économique des bâtiments, tout en considérant les aspects sanitaires. Dalkia met en œuvre des solutions globales intégrant QAI et performance énergétique. Après un diagnostic précis, des capteurs de mesure en continu adaptés aux polluants sont associés à des systèmes de ventilation adaptatifs et de récupération d'énergie. Ainsi, maintenir une bonne QAI et maîtriser les consommations énergétiques devient possible.

3.3.2 Éthique, conformité et droits humains

Le groupe EDF promeut, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

3.3.2.1 Organisation éthique et conformité au sein du groupe EDF

3.3.2.1.1 La gouvernance

Le Comité exécutif d'EDF est chargé pour le Groupe de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise (CRE), veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le CRE disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

3.3.2.1.2 La direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme « Éthique et conformité » Groupe. Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les entités et filiales du Groupe, tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG). Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux cadres dirigeants des entités. EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Il a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle il participe au Forum des entreprises engagées (FEE) qui promeut l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.3.2.1.3 Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité de l'entreprise et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. La Charte éthique Groupe se concentre autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet du groupe EDF ⁽⁷⁾ et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

3.3.2.1.4 La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

Treize programmes de conformité

La PECG recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que les principales règles que les cadres dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. Elle a fait l'objet d'une mise à jour, validée en Comité exécutif en janvier 2020.

Elle comporte treize programmes de conformité : la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la lutte contre la fraude ; la conformité aux programmes de sanctions internationales ; la prévention du harcèlement et de la discrimination ; la prévention des abus de marché ; la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ; la conformité au règlement EMIR ⁽⁸⁾ ; la conformité au règlement REMIT ⁽⁹⁾ ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la protection des données personnelles ; l'*export control* (biens à double usage) ; le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

(1) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE (Mécanique des fluides énergies environnement) d'EDF R&D.

(2) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique – laboratoire entre EDF R&D et l'école des Ponts Paristech.

(3) Libre d'accès au code source.

(4) Laboratoire Efficacité énergétique et environnementale de l'enveloppe et des villes, créé en 2016.

(5) Laboratoire des Sciences de l'ingénieur pour l'Environnement de l'Université de La Rochelle.

(6) Laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air Airparif.

(7) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf

(8) *European market infrastructure regulation*.

(9) Règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.

3.3.2.2 Programme anticorruption et autres programmes de conformité

3.3.2.2.1 Le programme anticorruption

Programme

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi.

Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire

Ce code de conduite, revu en juin 2023 pour intégrer les évolutions réglementaires liées au dispositif d'alerte, définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais ⁽¹⁾.

Un dispositif d'alerte

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue courant 2023 en vue d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte. Voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF ».

Une cartographie des risques

La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée, pour s'appuyer encore plus sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe.

Un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers

La PEGC porte obligation aux cadres dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales. En 2021, ce dispositif a été revu en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe.

Des contrôles comptables

Des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus de l'entreprise. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont, le cas échéant après analyse technique, transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité.

Un dispositif d'évaluation interne

Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé et d'identifier les actions d'amélioration à engager.

Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts

Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel et une obligation pour le manager de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les managers à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021, et est également utilisé par les REC et les managers pour sensibiliser les salariés lors de réunions dédiées.

Lutte contre la fraude

Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », revue en octobre 2022 pour la simplifier et la rendre plus opérationnelle, les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter des fraudes potentielles, investiguer les incidents, signaler les cas avérés et sanctionner les responsables.

L'encadrement des représentants d'intérêts

EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 et, à ce titre, est inscrit au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP ⁽²⁾ une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées qui mentionne les actions visant à influencer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur. Enfin, la thématique du *lobbying* a été intégrée à la nouvelle version du code de conduite.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le Code de conduite qui lui est annexé. La Direction des Affaires Européennes a, en complément, pour poursuivre la sensibilisation des représentants d'intérêts aux questions éthiques, édité sa propre charte éthique interne « *EU Lobbying Rules* », disponible sur le site EDF.

EDF expose ses positions de manière publique via ce registre de transparence ⁽²⁾ et via les associations dont elle est membre ⁽³⁾. Ses principaux messages sont en outre disponibles via les médias sociaux (LinkedIn, Twitter). La Direction des Affaires Européennes a mis en place un processus de contrôle interne régulier de ces associations afin d'évaluer leur alignement avec sa raison d'être qui le cas échéant, est suivi de décisions (retrait ou nouvelle adhésion).

L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est depuis 2016 de l'ordre de 2 millions d'euros, en tendance baissière. En 2023, les principales actions ont porté sur une révision ambitieuse de la directive EU ETS et la mise en place du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, sur le développement des sources de production d'électricité de faible intensité carbone, notamment pour l'accélération des procédures de *permitting* pour les renouvelables, sur l'accélération de l'électrification de l'économie, notamment dans le transport avec la directive AFIR, sur la promotion de l'hydrogène bas carbone et sur les réflexions autour de la prochaine réforme de l'architecture du marché de l'électricité.

(1) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).

(2) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(3) EDF et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

L'encadrement du financement des partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun versement aux partis politiques. Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Dans l'affirmative, celui-ci doit respecter le principe de neutralité. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année.

En 2023, EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 39 000 dollars US sous forme de *Political Action Committee contributions* et de 282 000 dollars US sous forme de *corporate contributions*.

Des dispositifs de formation

La DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble des salariés d'EDF et de ses filiales (salariés permanents et non permanents – CDD, intérimaires, prestataires, stagiaires, doctorants...) et notamment :

- la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe ;
- la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite, sous forme de 2 *e-learning* (« Tous salariés » et « Salariés exposés »), en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances (2 060 participants en 2023) ;
- des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, ainsi que deux formations, en français et en anglais, réalisées par des avocats à destination des salariés du Groupe chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes.

En complément, la Direction juridique Groupe et la DECG proposent un *e-learning* « prévenir la corruption et le trafic d'influence », accessible à l'ensemble des salariés sur la plateforme e-campus, permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Le suivi d'un *e-learning* anticorruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract manager*, etc.).

3.3.2.2.2 La prévention du harcèlement et de la discrimination

Bannir tout comportement de harcèlement ou de discrimination, prévenir et traiter toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice sont autant d'exigences de la Charte Éthique Groupe. Ceci s'inscrit dans un contexte réglementaire et judiciaire qui, dans de nombreux pays, incrimine non seulement les actes et comportements correspondants, mais aussi l'insuffisance des actes de prévention de l'employeur. Les cadres dirigeants se doivent de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale, en informant les collaborateurs sur ces risques. Ils doivent communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte Groupe, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés.

Deux guides repères pour prévenir et lutter contre le harcèlement moral ou sexuel ont été déployés auprès des managers, de la fonction RH, ou des REC d'entités notamment. Ils ont été déclinés dans un format simplifié pour l'ensemble des salariés. Une offre de formation, comprenant plusieurs modules, est disponible, pour tous, sur e-Campus.

Se reporter également en section 3.3.3.2 « Lutte contre le sexisme et les violences ».

3.3.2.2.3 La déontologie financière

La PEGC fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière récemment actualisé complète cette politique. Des exigences sont également inscrites dans la PEGC concernant la conformité au règlement européen EMIR ⁽¹⁾.

Guide support

La déclinaison de la réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support EDF Group EMIR Policy Paper. Un *e-learning* est disponible sur e-campus, suivi cette année par près de 200 salariés plus spécialement concernés.

3.3.2.2.4 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PEGC, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT (concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie). Un *Compliance Officer* Groupe a pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison pratique de cette réglementation REMIT au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans une note d'instruction. Un dispositif de formation du personnel d'EDF est en ligne depuis 2019. À fin 2023, 1 678 personnes ont été formées via ce dispositif.

3.3.2.2.5 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la prévention des pratiques anticoncurrentielles (ententes et abus de position dominante) un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des filiales et entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Toute suspicion de pratique anticoncurrentielle peut faire l'objet d'un signalement dans le cadre du dispositif d'alerte mis en place par le Groupe (voir la section 3.3.2.4).

Un *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence disponible sur le portail interne de formation du Groupe a réuni 564 participants en 2023. Il est aussi intégré dans le parcours de formation des administrateurs de filiales du Groupe, qui reçoivent également une sensibilisation complémentaire dans le cadre d'un module présentiel.

3.3.2.2.6 La protection des données personnelles

En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018 son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit règlement général pour la protection des données (RGPD) et l'a missionné comme DPO pour EDF et DPO Chef de file pour le Groupe.

(1) European Market Infrastructure Regulation

Une vingtaine de DPO sont nommés dans les filiales France et Europe, et des Interlocuteurs Informatique et Libertés (I2L) sont présents dans toutes les entités d'EDF. Les DPO veillent au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein du Groupe, tant en ce qui concerne les données personnelles des clients, que celles des salariés, prestataires ou partenaires.

3.3.2.2.7 Export contrôle et sanctions internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), c'est-à-dire civil et militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière, dont certaines ont une portée extraterritoriale, et pouvant imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies. Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Le Groupe, ou certains de ses partenaires, peut être exposé, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains États de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe *Export control* et Sanctions Internationales a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020. La Direction *Export control* et Sanctions Internationales a mis en place en avril 2022 deux *e-learning* « *export control* » et « *sanctions internationales* » en français et anglais, accessibles à l'ensemble des salariés du Groupe sur la plateforme e-campus.

Depuis leur déploiement, les 2 *e-learning* ont connu un large succès : fin 2023, près de 1 350 salariés du groupe ont été sensibilisés en *e-learning*, à qui se rajoutent ceux formés par la Direction *Export control* et Sanctions internationales, de manière ciblée en présentiel/Teams.

3.3.2.2.8 Devoir de vigilance

Voir la section 3.8 « Plan de vigilance ».

3.3.2.3 Droits humains

EDF a publié en 2021 un référentiel ⁽¹⁾ rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

3.3.2.3.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation (voir www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains).

Standards internationaux

En accord avec les Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (UNGP), EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

Cas de conflit de normes

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Démarche de vigilance

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

Personnes vulnérables

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables par le droit international des droits de l'homme et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Cas d'atteinte avérée

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe, EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux *OCDE Principes for Multinational Enterprises* auxquels le groupe EDF adhère.

3.3.2.3.2 Les droits des collaborateurs

OIT

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales de ses collaborateurs, en se conformant *a minima* aux dispositions des normes de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

Lutte contre les discriminations

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur, le sexe, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

Lutte contre le harcèlement, le sexisme et les violences

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf

Rejet de toute forme de travail forcé

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT, ainsi que toute forme de trafic d'être humain. En particulier, pour les projets et activités mis en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille en particulier à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille en particulier à ne pas confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Rejet de toute forme de travail des enfants

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définies par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux tel que prévu dans la convention de l'OIT.

Liberté d'association, droit à la négociation collective, droits syndicaux

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit.

Conformément à l'Accord cadre mondial sur la Responsabilité sociale du Groupe, EDF s'engage à respecter et protéger l'autonomie et l'indépendance des organisations syndicales, dans le respect des législations et réglementations en vigueur. Cet accord vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Le groupe EDF respecte une stricte neutralité quant au choix de ses salariés d'appartenir ou non à un syndicat, et le cas échéant quant au choix du syndicat par lequel ils souhaitent être représentés. Les salariés ne sont pas discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales. Des facilités sont accordées aux représentants des salariés afin d'exercer leurs fonctions. EDF prévoit notamment un nombre d'heures dédié à l'exercice des fonctions et mandats syndicaux, ainsi qu'un parcours encadré pour les salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux. Le groupe EDF interdit toute intimidation, harcèlement, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

Durée du travail

Le groupe EDF respecte les normes de l'OIT, toutes les lois et les règlements applicables en ce qui concerne la durée du travail, fondées sur les principes suivants : sauf exceptions mentionnées par l'OIT, les semaines de travail régulières ne dépassent pas 48 heures ; la semaine de travail est limitée à 60 heures, y compris les heures supplémentaires ; les travailleurs ont au moins un jour de repos tous les sept jours de travail, sauf en cas d'urgence ou de situation inhabituelle ; la durée des congés payés est au minimum de trois semaines de travail pour une année de service ; le congé de maternité est de 14 semaines minimum.

Rémunération, conditions de travail et avantages sociaux

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

Accord mondial sur la RSE

EDF a signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021, avec 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et ISP) et 15 organisations syndicales représentant les salariés du groupe EDF, un accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe. Cet accord s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe, vise à garantir le droit à la négociation collective et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Désormais, l'ensemble des filiales contrôlées du groupe EDF a pris connaissance de l'existence de l'accord et construit des actions dans une logique de progrès social.

3.3.2.3 Les droits des communautés locales

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 50 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Le Groupe reconnaît le rôle des défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement de tous horizons, aussi bien parmi ses fournisseurs que dans la société civile. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société Financière Internationale (Groupe Banque Mondiale) et propose les mesures appropriées.

Peuples autochtones

EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Conscient des particularités des peuples autochtones, EDF s'engage à respecter les meilleurs standards internationaux en la matière et, plus spécifiquement, la DNUDPA (Déclaration des Nations Unies sur les Droits des Peuples Autochtones), la convention 169 de l'OIT ainsi que les normes de la Banque Mondiale. EDF reconnaît notamment les critères de caractérisation des peuples autochtones inclus dans ces standards, notamment « la préexistence » historique et géographique, « la différence culturelle », « l'auto-identification » et « l'absence de domination ». EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'auto-détermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (Consentement libre informé et préalable ou *Free Prior and Informed Consent* – FPIC) dans le cadre de ses projets et activités, tel que défini par la convention 169 de l'OIT.

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.2.3.4 La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains

La mise en œuvre des engagements droits humains ⁽¹⁾ s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe, elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

Principes d'action Gestion des impacts E&S

L'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires.

Dialogue et concertation

L'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 50 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Mise en œuvre et suivi

La mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi, sont assurés par l'application des politiques ou accords internes du Groupe notamment la politique développement durable, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance.

Recueil et traitements des signalements

Des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles et communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs) sont également mis en place.

Prise en compte des droits humains dans les projets Au niveau du management des projets

En fonction du contexte du projet, une Étude d'Impact sur les Droits Humains (EIDH ⁽²⁾) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité. Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés sur cette thématique, et pilotées par les référents internes Droits humains d'EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, via un système de management *ad hoc* (politique interne Droits humains, référent Droits humains et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

(1) unglobalcompact.org/what-is-gc/mission/principles

(2) EIDH – *Human Rights Impacts Assessment and Management*.

(3) Contrat EPC : *Engineering Procurement and Construction* : <https://www.cmr-group.com/contrat-epc>

(4) Environmental, Social, Health and Safety

Au niveau des processus de décision d'investissement

Un volet consacré aux droits humains, aux enjeux relatifs à l'environnement et à la santé-sécurité des personnes sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques. Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité (par exemple le Comité d'engagement de la Direction Internationale – CEDI).

En termes opérationnels

En termes opérationnels, un grand nombre de projets sont développés à l'international, notamment par la Direction Internationale du Groupe ou par EDF Renouvelables.

Les risques de droits humains sont appréhendés et gérés aux différentes étapes des projets :

- en phase de pré-développement, pour les « nouveaux » pays une évaluation est effectuée en s'appuyant sur l'outil Verisk Maplecroft®, ou d'autres sources internes et externes. Des *due diligences* spécifiques peuvent également être menées pour des secteurs particuliers avec des risques identifiés ;
- en phase de développement, en fonction des risques pays identifiés, croisés avec les spécificités des projets, une étude *Human Rights Impact Assessment and Management* (HRIAM) pourra être lancée, afin de préciser le contexte « Droits Humains » dans la zone du projet, en lien avec les activités futures de développement et construction :
 - > établir une matrice des risques et opportunités générés par le projet concernant les droits humains,
 - > identifier les « porteurs de droits »,
 - > identifier les études sociales et environnementales qui devront incorporer un volet droits humains,
 - > proposer une Politique Droits humains pour le projet ;
- les clauses Droits humains sont systématiquement incluses dans les principaux contrats du projet (type « EPC ⁽³⁾ »), pour la réalisation d'infrastructures majeures type hydroélectrique, mais aussi pour des contrats plus petits type générateur photovoltaïque pour clients « C&I » (Commerces et Industrie), notamment en Afrique sub-saharienne ;
- en phase de construction, les mécanismes de réclamation et de gestion des plaintes sont mis en œuvre, à disposition des travailleurs et des communautés (en plus de ceux d'EDF et des éventuels bailleurs).

Projet de cycle combiné gaz en Ouzbekistan

Ce cycle combiné gaz est développé par EDF, Nebras, Sojitz et Kyuden, sa construction est confiée à Harbin Electric International et son financement est notamment assuré par la Société Financière Internationale. Sa construction prévoit une équipe d'ouvriers (2 000 environ) pour moitié recrutée localement et une autre moitié constituée de travailleurs chinois. Une attention particulière est portée aux conditions de travail des ouvriers sur le chantier avec l'application des bonnes pratiques internationales pour les aspects santé-sécurité (OHS), et en particulier aux conditions d'hébergement (sur site ou hors site), aux aspects contractuels (contrats de travail, qualité des fiches de paie), à la libre circulation des salariés, etc. Ces exigences sont reportées dans le contrat de construction, et une équipe ESHS ⁽⁴⁾ dédiée aux domaines environnementaux et sociaux est en charge de vérifier la bonne

performance du constructeur et de ses sous-traitants. Les 30 hectares de terrain agricole requis pour la construction de la centrale n'ont pas nécessité de déplacement physique de personnes. La quinzaine d'agriculteurs qui utilisaient ces terrains et arbres (fruitiers ou non) ont été dédommagés, à un niveau très sensiblement supérieur à celui requis par la réglementation nationale. Des programmes d'amélioration de leurs activités productrices sont en cours de déploiement. Un ingénieur conseil indépendant (le *Lender's Independent E&S Consultant* – LIESC) vérifie trimestriellement que les engagements du projet et les exigences des bailleurs sont bien respectés. Les tirages des prêts pendant toute la phase de construction sont soumis au bon respect de ces engagements.

Parc éolien en Australie

EDF Renouvelables développe un projet de parc éolien en Australie. En phase de développement en 2023 et 2024, la phase de construction devrait débuter en 2025. Le projet est situé sur des terres sur lesquelles les communautés autochtones aborigènes et insulaires du détroit de Torres, les Ganngalu et les Wulli Wulli, bénéficient de droits spécifiques. Un accord de gestion du patrimoine culturel est en cours d'élaboration avec ces deux communautés aborigènes afin de garantir la préservation du patrimoine culturel, notamment des sites cérémoniels, des outils et des arbres cicatriciels (arbres culturellement modifiés), tout au long des phases du projet. Cet accord sera mis en œuvre conformément à la loi australienne sur le patrimoine culturel aborigène (*Aboriginal Cultural Heritage Act*). EDF Renouvelables a également initié l'élaboration d'un plan d'action pour la réconciliation (RAP) avec l'ensemble des groupes de Gardiens des Traditions des communautés, afin d'intégrer les principes et les valeurs de la réconciliation dans les activités du projet. Une évaluation de l'impact socio-économique est également prévue pour 2024. EDF Renouvelables poursuivra le travail avec les Gardiens des Traditions des communautés pour assurer la protection du patrimoine culturel durant le projet. Ces derniers mèneront une enquête sur la conservation du patrimoine culturel afin de déterminer s'il existe des artefacts dans cette zone. Le cas échéant, ces derniers seront protégés, voire déplacés, afin de les conserver pendant la construction. Les parties prenantes seront consultées en permanence pendant les phases de construction et d'exploitation de ce futur parc éolien.

Parc éolien au Maroc

Le mécanisme de réclamation mis en place sur ce projet est similaire aux autres projets d'EDF Renouvelables et alignés avec les standards internationaux. Il repose sur plusieurs mécanismes se complétant :

1. Dépôts des plaintes :

- Par écrit : dans une boîte aux lettres à l'entrée du chantier, ou par courrier au responsable de liaison communautaire (*Community Liaison Officer* – CLO).
- Verbalement : dans le cas d'analphabétisme par exemple, les plaintes verbales peuvent être également reçues par le CLO sur le site du projet. Le plaignant peut laisser ses coordonnées à l'entrée en indiquant qu'il souhaite déposer une plainte. Une rencontre sera alors organisée avec le CLO. Les agents de sécurité sont formés au mécanisme de plainte et aux tâches associées.
- Auprès des autorités locales.

Un formulaire est disponible auprès des autorités locales, ainsi qu'à l'entrée du chantier. Des affiches d'information sur le mécanisme de gestion des plaintes sont également visibles à l'entrée du chantier de construction. Le CLO passe au moins une fois par semaine pour collecter les plaintes déposées dans les boîtes aux lettres.

2. Le traitement des plaintes :

L'équipe d'assistance technique sociale rassemble les plaintes en vue de les traiter lors de la réunion hebdomadaire de la cellule de suivi, composée des différentes parties prenantes du projet (EDF Renouvelables, l'Office national de l'électricité et de l'eau et les entreprises sous-traitantes notamment). Concernant les plaintes recevables, suite à un traitement par la partie prenante pertinente, le CLO communique les réponses aux plaintes via un formulaire au plaignant dans un délai maximum d'une semaine. Dans le cas où la réponse nécessite un temps de traitement complémentaire, le CLO en informe le plaignant. Si une plainte entraîne un blocage immédiat des activités sur le site, le processus prévoit la mise en place d'une médiation avec le plaignant. Toutes les plaintes sont tracées sur un registre où sont également documentées les actions de traitement.

Dalkia

Suite à l'acquisition de US Chillers et à son intégration dans le Groupe, filiale de Dalkia basée à Dubaï, au Qatar, au Bahreïn, en Arabie saoudite et aux États-Unis, un audit interne santé-sécurité a été effectué en 2023. Cette entité comprend environ 380 collaborateurs hors États-Unis, dont 99 % sont des travailleurs migrants. Un diagnostic des conditions de travail et de santé-sécurité a été finalisé, le déploiement des pratiques de santé et de sécurité a été entrepris. Les mesures suivantes ont également été prises : mise en conformité des logements collectifs des travailleurs à Dubaï et au Bahreïn et mise en place d'un salaire minimum. Les travaux d'intégration se poursuivent en 2024.

Modern Slavery Act au Royaume-Uni

Les filiales d'EDF au Royaume-Uni mettent en œuvre des engagements droits humains en cohérence avec les engagements et exigences RSE du Groupe.

Conformément au *Modern Slavery Act*, EDF au Royaume-Uni veille à ce que ses activités, ainsi que celles de sa chaîne d'approvisionnement, fassent l'objet d'une évaluation des risques d'esclavage moderne et que des moyens de prévention et d'atténuation soient mis en place. EDF au Royaume-Uni dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant tous ses employés et ses achats. Cette déclaration, conforme au *Modern Slavery Act*, est publiée sur le site Internet de la filiale. EDF au Royaume-Uni a également contribué au « Modern Slavery Statement Registry » en ligne.

EDF au Royaume-Uni emploie environ 12 000 personnes, sa chaîne d'approvisionnement se compose d'environ 3 500 fournisseurs. Tous les collaborateurs sont tenus de respecter les principes directeurs d'EDF (Code de conduite des salariés et politique d'éthique & de conduite des affaires) en matière d'éthique. EDF au Royaume-Uni met en place des guides d'accompagnement pour sensibiliser les collaborateurs à ces principes et valeurs et fournit les outils nécessaires pour signaler tout comportement contraire aux principes d'EDF.

Concernant la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite des êtres humains sont évalués afin d'identifier les zones d'achat privilégiées. Les fournisseurs sont tenus de respecter un ensemble de normes, y compris l'obligation de procéder à une auto-évaluation des risques alignée sur les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. EDF au Royaume-Uni encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration sociale et environnementale. Les obligations liées à l'esclavage moderne sont incluses dans le processus précontractuel et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'approvisionnement, de la qualification à l'exécution du contrat.

Prise en compte dans les achats Groupe

En termes d'achat Groupe, la cartographie des risques RSE de la Direction des Achats Groupe comprend depuis 2019 une analyse des risques « droits humains » par segment d'achats afin de déterminer le niveau de risques résiduels et d'identifier des actions à mener auprès des fournisseurs (voir section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Processus achats responsables »). S'agissant des achats de combustibles, voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustible ».

Autres prises en compte

Le *e-learning* « Les droits de l'homme dans l'entreprise », développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), est accessible à l'ensemble des salariés. En 2023, une classe virtuelle a été créée pour former les salariés aux droits humains.

Des indicateurs de performance issus de la stratégie du Groupe sont suivis à l'échelle du Groupe, à travers la politique santé-sécurité (voir la section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »), le dispositif « Parlons Énergies », les enquêtes sur l'engagement des salariés et la relation avec les fournisseurs (évaluations, baromètre d'écoute des fournisseurs).

3.3.2.4 La procédure d'alerte du groupe EDF

La procédure d'alerte du groupe EDF a été révisée en 2023 afin de prendre en compte la loi Wasserman du 21 mars 2022, transposant en droit français la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, ainsi que son décret d'application du 4 octobre 2022. Après validation par les instances compétentes, la procédure d'alerte révisée est entrée en application le 1^{er} juin 2023.

3.3.2.4.1 Champ d'application

Pour sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel, le Comité exécutif a mis en place en 2018 une plateforme d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Cette plateforme bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser la plateforme d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur...).

Le référent de la procédure de recueil et de traitement des signalements du groupe EDF, désigné par le Comité exécutif, est la Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG)⁽¹⁾.

3.3.2.4.2 Accessibilité de la plateforme

La plateforme d'alerte Groupe, gérée à partir d'un serveur indépendant, déconnecté du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, espagnol, allemand, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

3.3.2.4.3 Dépôt de signalements

La procédure d'alerte du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs⁽²⁾, ainsi qu'aux tiers de signaler des faits constitutifs :

- d'une violation ou une tentative de dissimulation d'une violation de la loi ou du règlement en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une violation ou une tentative de dissimulation d'une violation d'un engagement international ratifié par la France, du droit de l'Union européenne ou du Code de conduite en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une menace ou d'un préjudice pour l'intérêt général en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'un risque ou une atteinte grave aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et à la sécurité des personnes ou à l'environnement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF et de ses relations d'affaires.

3.3.2.4.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans un délai de 7 jours à partir de cette réception. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

Chaque signalement fait l'objet d'un examen de recevabilité par le comité des alertes de la DECG afin de déterminer, avant le lancement de l'instruction des faits signalés, s'il remplit les critères définis au 3.3.2.4.3 et si le régime de protection adéquat peut être identifié.

Pendant la phase de recevabilité, le destinataire du signalement peut échanger avec l'alerteur et s'appuyer sur des experts (DECG, DJ, REC, RDV⁽³⁾) afin d'obtenir les informations complémentaires nécessaires à la finalisation de l'analyse de recevabilité.

3.3.2.4.5 Traitement des signalements recevables

Une fois la recevabilité du signalement confirmée, le responsable de l'enquête désigné⁽⁴⁾ signe un engagement de confidentialité spécifique et dispose d'un délai maximum de trois mois pour communiquer à l'alerteur des informations sur les mesures envisagées ou prises afin de remédier à l'objet du signalement et sur les motifs de ces dernières.

L'instruction des faits signalés (vérification des faits, interviews des personnes concernées, recherche d'éléments de preuve, etc.) est réalisée avec l'appui d'experts métiers, des REC d'entité ou de filiale, de directions support (DECG, DRH, DSIE, DJ, Direction de l'audit...), ou encore, lorsque cela s'avère nécessaire, d'un conseil externe. Ces experts sont soumis aux mêmes obligations strictes de confidentialité (avec la signature préalable d'un engagement de confidentialité).

À l'issue de l'instruction des faits, si la réalité des faits signalés est constatée, un plan d'actions est mis en œuvre. L'alerte ne sera clôturée qu'après la réalisation complète de ce plan d'actions.

3.3.2.4.6 Résultats 2023

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présenté au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2023 au sein du Groupe (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal). 231 alertes recevables ont été enregistrées (dont 85 dans le dispositif d'alerte Groupe). 177 alertes concernent des faits localisés en France et 54 à l'étranger. 129 concernent EDF et 102 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 50 % des alertes. En 2023, 60 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (trois licenciements prononcés pour des faits de harcèlement avérés). 65 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

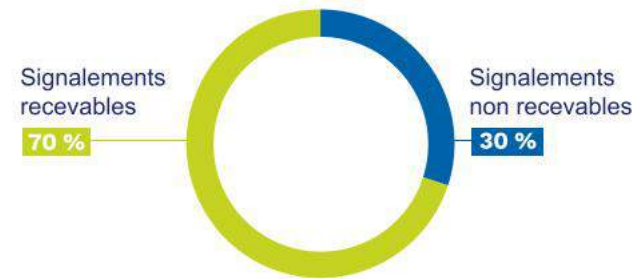
(1) Décret du 4 octobre : Le référent a pour mission de recueillir le signalement et d'en assurer le traitement dans le respect de la procédure. Ce référent est désigné par l'entreprise.

(2) Collaborateurs occasionnels (stagiaires, alternants, etc.) mais aussi prestataires ou partenaires.

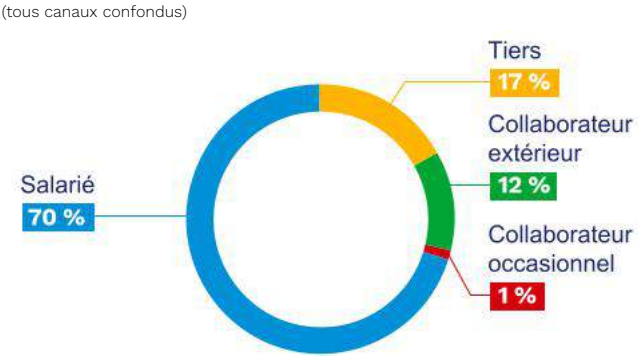
(3) Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG), Direction Juridique (DJ), Responsable Éthique et Conformité (REC), Responsable Devoir de Vigilance (RDV)

(4) Le responsable d'enquête est désigné au sein du réseau des responsables éthique et conformité du Groupe (Directions et filiales), animé par la DECG. En cas de difficulté (conflit d'intérêts, par exemple), l'enquête peut être conduite par la DECG elle-même, ou le REC d'une autre entité.

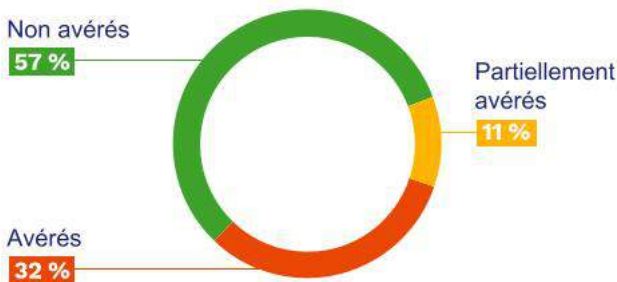
Recevabilité des signalements dans le dispositif Groupe



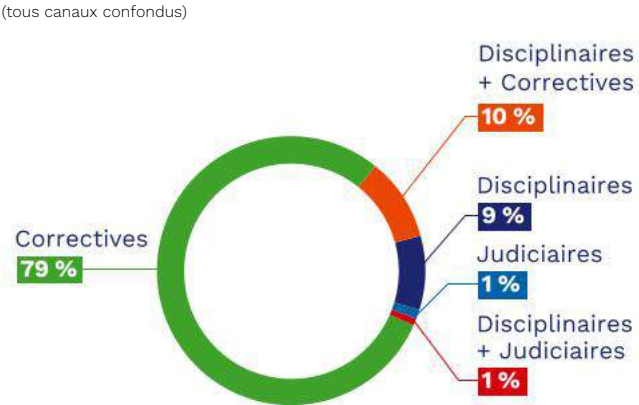
Relation de l'alerteur avec le Groupe



Résultat des investigations suite à alertes



Mesures prises suite à alertes



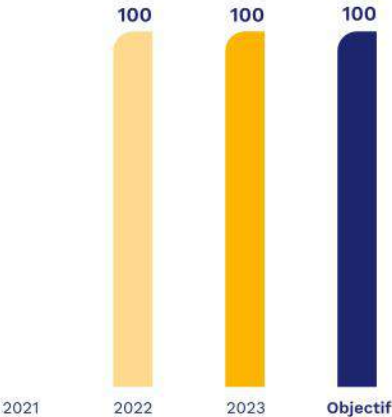
3.3.2.5 Indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur de performance retenu au niveau du Groupe concerne le délai de retour vers l'alerteur, l'informant sur la recevabilité de son signalement et sur la manière dont la procédure de traitement va se poursuivre. Ce délai ne doit pas excéder un mois à compter de la réception du signalement. L'objectif de cet indicateur est donc annuellement de 100 %.

Il contribue à démontrer de manière continue l'importance qu'EDF accorde à la prise en compte des alertes et les moyens mis en œuvre pour le traitement de tous les signalements, effectués par les alerteurs via le dispositif d'alerte de niveau Groupe.

Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement (en %)



3.3.3 Égalité, diversité et inclusion ⁽¹⁾

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité. En tant qu'employeur socialement responsable, le Groupe s'engage à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social et ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions du développement durable dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

2023 a été très dense sur toutes les composantes de cet engagement en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, spécialement marquée par :

- la signature, le 12 janvier 2023, à l'unanimité des organisations syndicales, du 12^e accord collectif agréé pour l'égalité des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap pour la période 2023-2025 ;
- le renouvellement de la certification internationale avec le label GEEIS (*Gender Equality European and International Standard*) pour le groupe EDF ainsi que pour EDF et EDF Energy.

Ce label permet d'évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes d'une part, et en faveur de la diversité et l'inclusion d'autre part.

La signature d'une charte d'engagement GEEIS IA marque aussi l'engagement du Groupe dans la lutte contre les stéréotypes à travers le déploiement d'une intelligence artificielle dénuée de stéréotypes de genre et inclusive dans l'ensemble des processus et environnements métiers.

3.3.3.1 Égalité professionnelle

Dans le cadre de ses engagements RSE, de l'accord RSE monde et de sa charte éthique, le groupe EDF s'engage et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes,

3.3.3.1.2 Les résultats en 2023

Les résultats concernent la part des femmes au sein de l'ensemble de l'effectif Groupe, au sein du collège cadre et au sein des comités de direction.

Résultats par strates hiérarchiques

(en %)	Objectif 2026	2021	2022	2023
Femmes salariées	33	25,9	25,9	26,3
Femmes cadres	33	28,9	29	29,3
Femmes dans les comités de direction	33	29,8	30,8	31,7

Détail pour les femmes salariées

	2021	2022	2023
Effectif hommes √	123 915	127 130	132 264
Effectif femmes √	43 242	44 360	47 286
Femmes/effectifs (en %)	25,9	25,9	26,3

√ Indicateur 2023 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PricewaterhouseCoopers Audit.

Le Groupe compte aujourd'hui plus de 26 % de femmes dans ses effectifs (30 % de femmes dans les effectifs EDF), ce qui le place dans la moyenne haute des principaux groupes industriels français. Si ce taux a progressé plus lentement ces dernières années (impact de la mesure « 15 ans, 3 enfants », réduction des volumes d'embauches), il évolue à un rythme deux fois supérieur à l'évolution moyenne des entreprises françaises, tous secteurs confondus.

(1) Réseau des femmes et des hommes du groupe EDF pour l'égalité professionnelle. Créé en 2004, il compte près de 4 300 membres.

mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. La politique égalité professionnelle au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle ; la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés ; la contribution d'EDF à l'évolution des comportements.

3.3.3.1.1 Renforcement de l'engagement du Groupe

En 2021, le Comité exécutif d'EDF a souhaité renforcer les ambitions mixité de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe. Cette ambition mixité Groupe se concrétise au travers de trois axes de travail.

1^{er} axe : briser le plafond de verre, sur toutes les strates hiérarchiques

Un nouvel objectif de féminisation

Un nouvel objectif de féminisation à maille Groupe a été fixé en 2021, commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et 40 % en 2030.

2^e axe : faire naître des vocations pour les professions techniques et métiers du digital

EDF souhaite développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique pour les encourager à embrasser des carrières dans les métiers du digital et en intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (Écosystème Pulse, Parlons Énergies, Dispositif Y). Chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology, Engineering, Mathematics*). Pour la féminisation des métiers techniques, voir la section 3.3.3.8.3 « Priorités de recrutement ».

3^e axe : garantir une communication non sexiste, faisant la promotion de représentations H/F équilibrées

EDF veut développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe (EDF est signataire de la charte #jamaisanselle).

Détail pour les femmes cadres

Le taux de femmes chez les cadres du Groupe a doublé depuis 2002. Il est de 29,3 % en 2023.

	2021	2022	2023
Hommes cadres	39 345	41 061	43 975
Femmes cadres	15 986	16 803	18 219
Femmes/cadres (en %)	28,9	29	29,3
Femmes cadres/femmes salariées (en %)	37	37,9	38,5

Détail pour les femmes dans les Comités de direction : indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

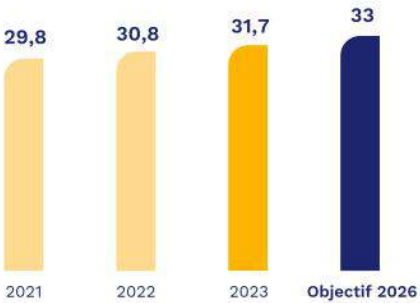
L'indicateur clé de performance retenu sur l'engagement « Égalité, diversité, inclusion » concerne le taux de présence des femmes dans les Comités de direction (CODIR) des entités du Groupe. La part des femmes dans les CODIR est de 31,7 % à fin 2023, en progression d'un point par rapport à l'an dernier.

En 10 ans, ce taux de féminisation des CODIR du Groupe a progressé de près de 50 % (il était légèrement inférieur à 20 % à fin 2011). Il reflète aussi la dynamique observée, plus globalement, en matière de féminisation du corps managérial de l'entreprise.

L'article 14 de la loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021 (dite loi Rixain) visant à accélérer l'égalité économique et professionnelle crée une obligation de représentation équilibrée entre les femmes et les hommes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes des grandes entreprises, accompagnée d'une obligation de transparence en la matière ⁽¹⁾.

À fin 2023, le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF s'établit à 26,5 %. Des plans de succession sont systématiquement mixtes pour les postes de dirigeantes et dirigeants. Par ailleurs, des dispositifs (tels que TALENTS 2.0) soutiennent le repérage de talents plus divers, et à toutes les étapes d'un parcours professionnel.

Taux de mixité : présence des femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe (en %)



3.

(1) Pour EDF, cette première publication dans le cadre de la loi Rixain s'est faite courant 2022 au titre des données au 31 décembre 2021 : le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF était de 23,95 % et le taux de femmes dans l'instance dirigeante d'EDF (Comité exécutif) était de 15,4 % à cette même date.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes en Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Les Comités en charge des rémunérations, des nominations et de la responsabilité d'entreprise sont présidés par des femmes (Voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Obligations issues de la loi Rixain

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes ⁽¹⁾ à compter du 1^{er} mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1^{er} mars 2029.

Au 31 décembre 2023, EDF SA compte :

- 26,5 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 24,1 % à fin 2022),
- 28,6 % de femmes parmi les membres de son instance dirigeante (Comité exécutif), contre 15,4 % à fin 2022.

La diversité, et notamment la mixité, des dirigeants et des futurs dirigeants sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. EDF a par conséquent dynamisé en 2023 son plan d'action lui permettant de répondre à cet enjeu ainsi qu'à ces obligations fixées par la Loi Rixain. Afin d'accélérer l'augmentation de la part des femmes dirigeantes, en travaillant sur les différentes étapes de

la gestion de carrière qui peuvent mener à ce parcours, ce plan d'action va se renforcer et être déployé plus largement en 2024, selon les principaux axes suivants :

- la préparation du déploiement d'un nouveau dispositif de détection et d'accompagnement des futurs dirigeants, à la fois plus large et inclusif, pour chaque cadre, femme ou homme, mais aussi plus attractif pour les jeunes générations, favorisant la diversité ;
- la responsabilisation plus forte des dirigeants dans cette dynamique avec l'intégration en 2024 d'un nouveau critère de performance mixité dans les bonus des dirigeants du Groupe, en complément au critère existant dans le plan de rémunération long terme ;
- le renforcement de l'exigence de mixité dans les candidatures aux postes de dirigeants dans les instances de nomination ;
- le renforcement et l'élargissement des accompagnements spécifiques aux futures femmes dirigeantes déjà existants (mentoring, coaching, codéveloppement, révélation du leadership...);

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

- la mise en place d'accompagnements des Comités de direction à la sensibilisation aux biais cognitifs et au management inclusif, permettant l'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités ;
- le sourcing de femmes potentielles dirigeantes à l'extérieur de l'entreprise pour accroître encore la représentation des femmes dans le vivier.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus fortes responsabilités, on comptait, au 31 décembre 2023, 30,6 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités ⁽¹⁾ de la Société, contre 29,5 % au 31 décembre 2021.

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes *

	Publié en 2021 au titre de 2020	Publié en 2022 au titre de 2021	Publié en 2023 au titre de 2022
Index de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes (EDF)	95/100	90/100	90/100

* Publication de l'index avant le 1er mars N+1 au titre de l'année N.

EDF avait comptabilisé sur cet index le maximum de points sur les quatre premiers indicateurs relatifs aux écarts de rémunérations et à l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes dans l'entreprise, mais avait consenti 5 points car on comptait une femme en moins parmi les dix plus hautes rémunérations de l'entreprise.

Des travaux de fond sont menés sur l'égalité salariale entre les femmes et les hommes, en partenariat avec l'Institut national des études démographiques (INED), afin d'identifier les sources des écarts, en s'attachant notamment aux impacts des rémunérations complémentaires. Des analyses ont été conduites à la maille des Divisions, et le sujet fait l'objet d'un dialogue social constant (voir la section 3.5.3 « Dialogue social »).

3.3.3.2 Lutte contre le sexisme et les violences

Le groupe EDF s'est engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse des violences au travail (sexisme, harcèlement) comme des violences conjugales et familiales (soutien, orientation et maintien dans l'emploi). Il s'agit de former et sensibiliser les managers et acteurs de la filière RH sur les sujets du sexisme, du harcèlement moral et sexuel.

3.3.3.2.1 Lutte contre le sexisme

Dès 2016, EDF a été la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre ». L'entreprise agit avec l'appui du réseau ÉNERGIES Mixité ! (anciennement Énergies de femmes) et ses plus de 4 200 membres. Avec le concours de ce réseau, un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine. En 2023, près de 12 000 salariés du Groupe y ont participé.

Le e-learning dédié à la prévention du sexisme ordinaire a été suivi par 3 057 sur e-campus en 2023 (soit 14 893 salariés en cumulé, depuis sa mise en ligne). 919 salariés ont également suivi le e-learning sur les violences sexistes et sexuelles en 2023.

Un e-learning dédié à la prévention des risques de harcèlement, moral ou sexuel a été déployé auprès de l'ensemble des populations cibles : management, RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales et salariés. Suivi par 700 salariés et managers d'EDF en 2023 (1 239 en cumul depuis sa mise en ligne). Des démarches similaires sont déployées par EDF UK et Luminus.

3.3.3.2.2 Lutte contre les violences conjugales et familiales

Dispositif de soutien, sensibilisation, accompagnement et prise en charge des victimes

La mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2023, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 168 salariés victimes de violences domestiques, soit plus de 653 salariés (628 femmes et 25 hommes) accompagnés entre 2019 et 2023 (soit une victime tous les 3 jours environ).

Dispositif opérationnel

Un numéro vert d'écoute et de conseil, ouvert à toutes les questions de harcèlement ou de discriminations, est disponible 7j/7 pour l'ensemble des salariés de l'entreprise. Une équipe d'appui (dotée de compétences internes et externes) intervient notamment dans le cadre d'investigations diligentées en cas d'alertes.

3.3.3.3 Soutien à la parentalité

EDF renforce ses dispositifs de soutien à la parentalité et aux aidants familiaux dans la suite de l'accord de branche « Droits familiaux » du 15 décembre 2017 : nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les 3 congés proches aidants pour aider un proche handicapé ou en perte d'autonomie) ; création d'un congé parent ouvert aux femmes comme aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales et parents d'enfants en situation de handicap ; allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent (avec un minimum de base de 4 semaines de congé paternité et de 16 semaines de congé maternité) ; aide financière aux frais d'études des enfants ; dispositif de CESU préfinancé à hauteur de 80 % par l'entreprise pour les parents d'enfants de moins de 12 ans et renforcé pour les parents isolés ou les parents d'enfants en situation de handicap.

En soutien aux femmes allaitant, ces dernières disposent d'une autorisation d'absence rémunérée à hauteur d'une heure par jour (non proratisée en fonction du temps de travail), pendant une année à compter du jour de la naissance de l'enfant.

(1) Ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé de 6 183 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société au 31 décembre 2023, qui inclut notamment les cadres dirigeants et les cadres supérieurs. Sur le périmètre des cadres dirigeants d'EDF SA, le pourcentage de femmes au 31 décembre 2023 s'élevait à 26,5 %.

3.3.3.4 Ancrage handicap

3.3.3.4.1 Un engagement de longue date

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, et s'engage bien au-delà des cadres légaux. Le 12^e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de

handicap, a été signé le 11 janvier 2023 et porte sur la période 2023-2025. EDF Renouvelables a également renouvelé son accord en décembre 2022 pour la même période. Framatome et Enedis ont des accords valides jusqu'à fin 2023. Au niveau sportif, cet engagement se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992, EDF est devenu partenaire de la Fédération française handisport. EDF est également partenaire des Jeux Paralympiques de 2024.

	2021	2022	2023
Nombre d'employés en situation de handicap	6 454	6 791	7 054

3.3.3.4.2 Intégration et inclusion

Le Groupe veille à l'intégration des salariés en situation de handicap tout au long de leurs parcours.

Les résultats de l'enquête IPSOS sur la qualité de vie au travail des salariés reconnus en situation de handicap (réalisée en 2021 à EDF) ont nourri le dialogue social et professionnel tout au long de l'année 2023.

Si l'engagement du Groupe en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap s'inscrit dans la durée, les enjeux à maîtriser évoluent au fil du temps. C'est par exemple le cas de l'enjeu numérique, érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF et qui a conduit à la signature en février 2022 d'une première politique relative à l'accessibilité numérique à EDF. Les engagements de cette politique sont mis en œuvre par étapes, notamment par la nomination de référents accessibilité numérique pour chacun des grands métiers d'EDF, puis au cours de l'année 2023, le recensement des outils et des plans d'actions. La sensibilisation des acteurs du SI est engagée.

Plusieurs entreprises du Groupe en France ont développé, dans le cadre de leurs accords handicap, des dispositifs destinés à apporter une aide ponctuelle et de secours pour des besoins de compensation du handicap connexes à la vie professionnelle. Les demandes formulées sont examinées dans un cadre pluridisciplinaire en veillant au respect de l'anonymat.

Les situations des parents d'enfant en situation de handicap sont désormais prises en compte dans les droits associés.

Plusieurs sociétés du Groupe en France ont également mis en place, dans le contexte de leurs accords agréés, des mesures pour faciliter le maintien dans l'emploi des salariés en situation de handicap en deuxième partie ou en fin de carrière.

3.3.3.4.3 Achats au secteur du travail protégé et adapté (STPA)

Voir aussi la section 3.4.2.3.1 « Part des achats à l'échelle territoriale – Achats solidaires ».

3.3.3.5 Lutter contre les discriminations

3.3.3.5.1 Un cadre clair et volontariste

Origines et discriminations raciales

Afin de rendre concrets ses engagements portés par l'accord RSE Monde et par sa charte éthique, le groupe EDF a abordé la question des origines, et plus précisément du racisme en entreprise dans un document repère à l'attention de ses managers et de ses RH.

Fait religieux dans l'entreprise

La performance de l'entreprise passe par le respect des personnes, notamment de leurs croyances, afin qu'elles puissent investir pleinement leurs compétences dans les équipes de travail.

Le groupe EDF traite du fait religieux en entreprise depuis 2008, et a publié un premier document repères dès 2010 (mis à jour en 2016) qui a pour objet de proposer aux managers et aux responsables RH, des repères pour comprendre, analyser et agir dans le respect de la loi.

Respect des orientations sexuelles et identités de genre en entreprise

Le Groupe a adopté une charte éthique dont les 3 piliers sont le respect, la solidarité et la responsabilité. Ces valeurs doivent permettre à chaque salarié de s'épanouir dans l'entreprise quelles que soient son orientation sexuelle et son identité de genre.

EDF est partenaire de l'Autre Cercle et signataire de la charte LGBT+ depuis 2015. Elle participe régulièrement au baromètre de perception interentreprises porté par l'Autre Cercle. EDF est également partenaire et soutien du réseau énergies LGBT+ depuis sa création en 2021 (le réseau a pris la suite de l'association ENERGAY qui préexistait depuis 2010). Dès 2015, les RH et les managers ont été dotés d'un document repères sur « le respect des orientations sexuelles en entreprise ». EDF a également conçu, en partenariat avec Energay, un processus pour accompagner et soutenir les salariés en transition au sein du Groupe. Un document repères « Accompagner un salarié en transition chez EDF – respect de l'identité de genre » a été publié.

Discriminations liées à l'âge

L'entreprise a mis en place un contrat de génération négocié avec les organisations syndicales qui comprend des engagements pour l'insertion durable des jeunes, pour l'emploi des seniors, et pour la transmission des savoirs et des compétences entre générations.

Situations médicales sensibles

Le Groupe mène des initiatives pour favoriser le maintien dans l'emploi de salariés qui rencontrent des difficultés de santé. Depuis 2020, EDF est partenaire du programme d'expérimentation « Travail et cancer du sein dans les entreprises et les organisations » porté par l'association « Le Nouvel Institut ».

3.3.3.5.2 Des outils à disposition de tous pour lutter contre les discriminations

Pour porter ces politiques d'inclusion et d'égalité des chances, EDF s'est doté d'outils de sensibilisation et de formation de l'ensemble de son corps social, tout en outillant les managers et les RH. Enedis a, par exemple, publié en 2018 un guide repères intitulé « Décider sans discriminer ». L'entreprise forme l'ensemble des acteurs de son processus de recrutement, à l'aide d'un module spécifique pour « Recruter sans discriminer ». Pour sensibiliser les salariés à la diversité et favoriser l'émergence de pratiques et d'organisations inclusives, le Groupe a mis en place une offre de formation digitale « Vivre ensemble la Diversité », de type *serious game*, suivi par 1 825 salariés en 2023 (soit 18 023 salariés en cumulé depuis sa mise en ligne).

3.3.3.6 Développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte du développement du nouveau nucléaire. Elle se donne comme but de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un management des compétences, et d'ancrer l'acquisition des apprentissages dans le cadre de l'entreprise apprenante et du *knowledge management*, démarches ayant comme objectif d'améliorer la circulation et la capitalisation des savoirs en favorisant le transfert, le partage, le stockage et la diffusion des connaissances.

3.3.3.6.1 Investir dans le capital humain et faciliter le parcours des salariés

Le Groupe a investi près de 600 millions d'euros en 2023, permettant de dispenser un volume de près de 7,3 millions d'heures de formation et de professionnalisation. L'optimisation du catalogue d'offre de formation a permis de faciliter le parcours utilisateur des salariés et des managers, également grâce à un moteur de recherches dédié, hébergé dans l'intranet Groupe et qui permet de retrouver toutes offres, pour toutes modalités. Une interface commune est également en cours de déploiement afin de rapprocher les deux plateformes numériques Groupe actuelles, ecampus pour tous les salariés et ecampusmanagers pour les managers.

Le Groupe propose désormais un panel de modalités pédagogiques qui vont de la formation présentielle au *knowledge management*, en passant par les modalités en situation de travail et accompagnées, les classes virtuelles et toutes les combinaisons de modalités dites *blended learning*. Ceci permet que près d'un quart des heures de formation et de professionnalisation consommées le soient via des modalités numériques (chiffre EDF SA). Par ailleurs, les travaux ont été lancés pour permettre de sélectionner des fournisseurs de contenus externes, interfacés ensuite avec nos plateformes, pour optimiser notre catalogue de *soft skills* et formations tertiaires et transversales.

	2021	2022	2023
Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences (dit taux d'accès) (en %)	79	79	80,7
Heures de développement des compétences	5 948 618	6 433 821	7 264 806
Heures de développement des compétences par salarié à l'effectif	36	37	40
Heures de développement des compétences par salarié formé	45	48	50
Salariés ayant suivi une action de développement des compétences dans l'année	132 018	134 683	144 682
Salariés n'ayant pas suivi d'action de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	7 420	8 113	7 704
Salariés ayant fréquenté le Campus Groupe	56 800	92 095	101 057
Salariés formés grâce aux ressources numériques		119 835	121 729

3.3.3.6.2 Être au rendez-vous des enjeux industriels du Groupe

Le développement du nouveau nucléaire et l'ensemble des enjeux industriels du Groupe nécessitent une accélération dans la détection des profils, ainsi que le déploiement de dispositifs innovants permettant à ces profils d'être rapidement opérationnels.

Dans ce but, un titre professionnel, reconnu au Répertoire national des certifications professionnelles (RNCP), a été développé en interne par les acteurs de la filière formation, avec l'appui des centres de formation d'apprentis (CFA) du Groupe et d'établissements d'enseignement public. Les deux premières promotions de techniciens d'exploitation nucléaire ont été diplômées en 2023.

Le groupe EDF s'est associé aux pouvoirs publics et aux acteurs des filières afin de développer des formations initiales en lien avec ses enjeux en termes de compétences. Il s'agit aussi de renforcer l'attractivité des métiers concernés et des formations, notamment via l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) ⁽¹⁾, en faisant mieux connaître les métiers du nucléaire conjointement avec les industriels et acteurs régionaux de la formation, pour adapter l'offre de formation aux besoins de la filière. Concernant les formations initiales, les efforts portent sur l'intégration d'une coloration sectorielle à des formations transverses, de niveau CAP à bac + 5 non spécifiques au nucléaire. En 2023, des modules de formation ciblés sur ces compétences ont été intégrés dans 10 diplômes de bac professionnel et bac + 2, ainsi que 10 écoles d'ingénieurs. Une approche comparable est par exemple menée dans la filière des nouveaux systèmes énergétiques. Et par ailleurs, les nouvelles écoles des réseaux pour la transition énergétique ont été mises en place en 2023 par la filière réseaux électriques (des classes réseaux électriques dans 50 lycées professionnels avec enseignement dédié et aussi mentorat par des salariés du Groupe).

En matière de reconversion, l'entreprise poursuit son action sous forme de dispositifs en alternance, en particulier dans les domaines contraints ou en mutation. Fort de la réussite obtenue pour les *data analysts*, EDF décline ce type d'approches dans de nouveaux cursus sur des métiers dits en tension (certains domaines de la production, de l'ingénierie, de la comptabilité et de l'IT).

3.3.3.6.3 La gestion des talents du Groupe

Une politique Talents, au niveau du groupe EDF, fixe les principes et les critères pour l'identification et la validation des cadres susceptibles d'évoluer à court ou long terme vers des responsabilités de niveau cadre-dirigeant. L'identification précoce des cadres à potentiel, avec une implication forte des cadres dirigeants du Groupe, permet de les préparer et les suivre dans la

durée, via un accompagnement individualisé (parcours de carrière, plan de développement, formations) et une animation spécifique en réseau. Pour détecter les cadres dirigeants de demain, des évaluations (junior et senior) visent à évaluer le potentiel des cadres selon un modèle de leadership unique au niveau du Groupe.

3.3.3.6.4 L'accompagnement des cadres dirigeants et managers du groupe : l'Université Groupe du Management

Depuis sa création en 2010, l'Université Groupe du Management (UGM) accompagne l'évolution des managers et cadres dirigeants du groupe EDF tout au long de leur parcours professionnel. L'UGM poursuit trois missions au service de ces populations : favoriser le développement des compétences transverses, contribuer à diffuser une culture managériale commune et accompagner les transformations du Groupe et de son environnement. L'UGM a développé en intelligence collective la nouvelle ambition de leadership et la déploie depuis début 2020 autour des trois axes que sont l'ouverture, l'engagement et l'authenticité.

3.3.3.6.5 Le développement des compétences en matière de développement durable

En cohérence avec les orientations de formation de l'entreprise, la formation des salariés, managers, dirigeants et administrateurs fait une bonne place aux thématiques du développement durable.

En avril 2023 une nouvelle formation en ligne a été proposée à tous les managers, managers de projets, et dirigeants : « Campus Climat : Comprendre le changement climatique ». Coconstruit avec l'Université de Liège et le Service climatique d'EDF R&D, il est composé d'un parcours digital et s'est terminé par un webinaire interactif en direct. Ce « mini-MOOC » vise à (re)mettre au clair les participants sur les mécanismes du changement climatique ; leur donner du contexte pour leurs équipes afin d'éclairer les orientations de l'Entreprise et les actualités ; préciser certains points en échangeant, en direct avec des experts lors du webinaire.

Les autres parcours de formation 100 % digitaux mis à disposition de l'ensemble des managers et dirigeants se poursuivent, tels que : « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie », ou plusieurs rubriques du fil « Dossiers thématiques de l'énergie ». Le groupe EDF poursuit aussi son offre de formation « Business stratégique de l'énergie » pour les dirigeants, « Nouveau monde énergétique » à destination des talents du Groupe, ou encore le module « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe.

(1) Sur cet aspect, voir la section 3.3.3.8.2 « Attractivité de la marque employeur ».

3.3.3.6.5.1 Offre globale de formation « environnement – développement durable »

En France, une offre globale de formation « environnement – développement durable » réunit les formations métiers et transverses relatives au management de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales.

Formation environnement – développement durable	2022	2023
Nombre de salariés formés dans le cadre de l'offre « environnement – développement durable »	1 755	1 789
Nombre d'heures de formation	19 061	21 093

3.3.3.6.5.2 Parcours E&S

Le parcours de formation « Environnement & Société », vise à renforcer et homogénéiser les compétences RSE du Groupe. Il est organisé autour de 4 thématiques : les fondamentaux RSE, les relations aux parties prenantes, les impacts E&S, la communication, dont l'usage des réseaux sociaux. Composé de 17 modules échelonnés sur 8 mois, soit plus de 50 heures de formation, le parcours est animé principalement en distanciel par des experts du Groupe et mise sur l'intelligence collective et le partage d'expérience. Destiné à des cadres déjà expérimentés en matière de RSE, le parcours fait désormais l'objet d'une certification Afnor Compétences - EDF. La troisième promotion, composée de 26 participants a débuté au second semestre 2023.

3.3.3.6.5.3 Tous engagés pour la planète

Dans la continuité de l'atelier de sensibilisation *La Fresque du climat* et en lien avec le dispositif *Combattre le CO₂, ça commence par nous*, une nouvelle offre de formation 100 % digitale sur les enjeux de la transition écologique est mise à disposition des salariés sur la plateforme *e-learning* du Groupe. Structurée en deux volets, la formation permet d'approfondir ses connaissances sur le dérèglement climatique et d'identifier des leviers d'action dans l'entreprise, notamment au sein des fonctions supports de l'entreprise : RH, Communication, Marketing, Juridique, Achats, Gestion des risques,...

3.3.3.6.6 Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF PULSE

L'entreprise souhaite développer une culture de l'innovation en interne afin d'accompagner son développement et sa transformation en cohérence avec ses enjeux de performance, les attentes des salariés, de ses clients et les évolutions sociétales.

La dynamique innovation interne est structurée autour de l'écosystème « EDF Pulse », qui s'appuie sur plusieurs leviers :

- les programmes EDF Pulse, ensemble de dispositifs d'accompagnement pour faire grandir tous les innovateurs ;
- les prix EDF Pulse, concours né en 2014 pour valoriser « les femmes et les hommes qui créent et inventent aujourd'hui le monde de demain », avec un volet destiné aux *start-up* externes et un volet destiné à l'interne ;
- une communauté EDF Pulse, réseau permettant de développer et diffuser au sein du Groupe les meilleures pratiques de l'innovation.

3.3.3.7 Rémunération

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs, à la fidélisation des talents et contribue à l'attractivité du Groupe.

La politique de rémunération et avantages sociaux mise à jour le 20 juin 2022 définit les principes qui animent les sociétés du Groupe y compris EDF.

Elle intègre les éléments relatifs :

- aux rémunérations principale, variable et complémentaire ;
- aux avantages sociaux (mutuelle, prévoyance, logement, famille, retraites...) ;
- au développement de l'actionnariat salarié ;
- à l'encouragement à l'épargne salariale.

Elle repose sur une gouvernance adaptée s'appuyant sur une revue annuelle, assurée par la DRH Groupe et harmonisée pour EDF et des filiales de rang 1 (actuellement Enedis, Luminus, Edison, Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables, EDF Trading, EDF Energy). Les autres filiales de rang 1 font l'objet d'un suivi au sein de leur pôle de rattachement et les filiales de rang 2 d'un suivi par les filiales de rang 1.

3.3.3.7.1 Rémunération globale juste et compétitive

Le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive en étant très attentif au niveau de protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie.

La politique de rémunération globale :

- concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe. Ces principales sociétés du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique ;
- est guidée par quatre principes :
 - > la compétitivité par rapport au marché externe,
 - > la cohérence et l'équité interne,
 - > la soutenabilité financière,
 - > la lisibilité vis-à-vis des salariés et des managers.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Elle doit également s'assurer d'une cohérence du niveau de rémunération de l'emploi avec le marché en prenant en compte l'ensemble des avantages conférés aux salariés.

La priorité est d'établir un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Il est de la responsabilité des managers et de la filière RH de mettre en œuvre ces principes y compris en termes de différenciation pour accompagner les salariés de manière individualisée, dans le respect d'un cadre défini.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

Les sociétés du Groupe communiquent sur leurs règles et systèmes de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Le manager, avec la filière RH, est leur interlocuteur privilégié. Les entretiens annuels sont un moment clé d'échanges sur ce sujet.

EDF réaffirme ses priorités en matière de reconnaissance et a fait évoluer ses politiques :

- en améliorant l'intégration de la reconnaissance dans ses pratiques et processus managériaux ;
- en renforçant le lien direct, objectif et visible entre contribution personnelle (performance, capacité d'adaptation et d'initiative), évolution professionnelle et reconnaissance financière ;
- en développant des dispositifs de rémunération variable, corrélés à la performance financière de l'entreprise pour reconnaître en différenciant.

	2021	2022	2023
Ratio d'équité/rémunération moyenne	6,6	6,3	5,8
Ratio d'équité/rémunération médiane	7,2	6,8	6,2

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continuellement présents sur l'année 2023, soit environ 60 000 salariés, ce qui représente la totalité des effectifs EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France. Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature. Voir aussi la section 4.6.1.1 « Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général ».

3.3.3.7.2 Dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Rémunération variable

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficient d'une rémunération variable de la performance individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe en fonction d'accords historiques ou des réglementations applicables.

Intéressement

En France, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient d'un dispositif d'intéressement aux résultats. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et Enedis ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO) du Groupe. Dans un contexte économique contraint, une politique d'abondement des sommes placées est maintenue. Les accords

d'intéressement d'EDF habituellement triennaux sont conclus pour une durée d'un an depuis 2020. L'accord d'intéressement 2023 d'EDF a été signé à l'unanimité des organisations syndicales. Il prévoit la prise en compte d'une rémunération plancher dans le calcul de l'intéressement. Pour EDF, la nature et la pondération des indicateurs ont été revues pour l'année 2023 pour mettre l'accent sur des critères financiers et de production. EDF et Enedis prévoient que le montant d'intéressement à verser soit déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, santé-sécurité, voire sociale et environnementale).

3.3.3.7.3 Politique d'épargne salariale

Elle est ouverte aux salariés d'EDF et aux sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au plan d'épargne Groupe (PEG) et/ou au plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO).

3.3.3.7.3.1 Plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription : elle comprend des fonds prudents, principalement investis en obligations et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions. Un fonds dédié, solidaire et bas carbone a pour objectif d'investir dans le champ de la transition énergétique en respectant les accords limitant l'émission de CO₂. L'intéressement, la participation (le cas échéant) ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

PEG groupe EDF	2022	2023
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PEG	203 382	196 833
Part de la population totale (en %)	97,4	96,6
En cours (en milliards d'euros)	5,3	5,6

3.3.3.7.3.2 Plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est composé de 2 FCPE totalisant 8 supports d'investissement : un fonds solidaire et un fonds à horizon de déblocage. Il est possible de piloter son PERCO, soit en gestion libre ce qui rend possible d'investir dans n'importe quel compartiment indépendamment de la date de départ en retraite,

soit en gestion pilotée auquel cas l'épargne sera désensibilisée automatiquement au risque, au fur et à mesure que l'échéance approche (départ en retraite, achat de résidence principale). L'intéressement, la participation (le cas échéant) ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

PERCO groupe EDF	2022	2023
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PERCO	89 723	92 417
Part de la population totale (en %)	42,29	45,4
Encours (en milliards d'euros)	1,0	1,2

On remarque que 30 % de l'épargne salariale du groupe (PEG + PERCO) est placée à date sur des fonds alignés avec l'article 8 du règlement SFDR de l'Union européenne (*Sustainable Finance Disclosures Regulation*).

3.3.3.7.4 Actionnariat salarié

L'Offre publique d'achat simplifiée (OPAS) initiée par l'État sur les actions et les OCEANES d'EDF et lancée à l'automne 2022 s'est achevée par le retrait obligatoire de la cote le 8 juin 2023.

Les ex-fonds d'actionnariat salarié ont été transformés en fonds à gestion dite « prudente », comme le prévoit la loi, et subsisteront tant que le contentieux sera poursuivi. Ils ont vocation à disparaître une fois le contentieux achevé.

Au moment du rachat obligatoire :

- les fonds d'actionnariat salarié du PEG représentaient 102 705 porteurs de parts, soit plus de 50 % de la population du PEG et près de 80 000 salariés présents ;
- les actions détenues au nominatif par des personnes identifiées comme salariées représentaient 37 066 individus.

3.3.3.8 Attirer et fidéliser les talents

3.3.3.8.1 EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels

Les filières françaises de la transition énergétique vont devoir recruter plusieurs centaines de milliers de personnes dans les 10 ans à venir, dont plus de 10 000 par an dans la seule filière nucléaire selon l'Étude Match ⁽¹⁾. Ces recrutements massifs nécessitent une mobilisation de tous les acteurs de l'écosystème de la transition énergétique. Pour y répondre, le groupe EDF a lancé en 2023 le chantier d'excellence opérationnelle « Compétences ». Les actions menées dans le cadre de ce « chantier » sont envisagées en entreprise étendue et sur des territoires où elles se déploient concrètement. Elles sont mises en œuvre en partenariat avec les

acteurs de l'Éducation nationale, du service public de l'emploi et du monde associatif en lien avec les collectivités territoriales.

Dans ce contexte de besoins de compétences en forte hausse et de tensions inédites sur les ressources disponibles, le groupe EDF, acteur majeur de la transition énergétique, est l'un des principaux recruteurs industriels avec 15 515 recrutements en CDI dans le monde en 2023 dont 10 423 en France. En outre, le Groupe accueille et accompagne 8 894 alternants et 3 500 stagiaires.

Embauches/départs	Unité	2021	2022	2023
Embauches *	Nombre	10 254	12 992	15 515
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 333	3 403	3 328
Démissions	Nombre	3 522	4 761	4 314
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 524	1 086	975
Turn-over	%	5,6	6,5	6,8
Autres arrivées	Nombre	9 856	12 594	11 776
Autres départs	Nombre	9 940	10 396	11 141

* L'indicateur Embauches prend en compte les recrutements CDI à la maille du Groupe.

3.3.3.8.2 Attractivité de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui l'intéressent, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur RSE et innovante. EDF demeure l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent les classements externes interentreprises de cette année :

Classement Epoka ⁽²⁾

Dans le cadre de l'édition 2024 du palmarès Epoka x Ifop x Occurrence des « Entreprises préférées des étudiants et jeunes diplômés », EDF est 1^{ère} au classement des entreprises du secteur « Energies/Utilities » en matière d'attractivité employeur.

Classement Universum ⁽³⁾

En 2023, EDF conserve la 4^e place du classement de l'index RSE réalisé par Universum auprès des étudiants et jeunes actifs de niveau Bac + 5.

Concernant l'attractivité globale, EDF se positionne en 3^e position pour les ingénieurs expérimentés (+ 1 place), en 5^e position pour les étudiants Bac + 2/3 (+ 2 places), en 1^{ère} place pour les expérimentés Bac + 2/3 (stable) et en 7^e pour étudiants ingénieurs (+ 1 place).

IFOP ⁽⁴⁾

EDF figure à la 3^e place pour les dimensions marque employeur et en 3^e position pour les plus de 35 ans. EDF reste à la 6^e place au classement des entreprises les plus admirées.

Happy Trainees ⁽⁵⁾

Pour la 8^e année consécutive, EDF se classe parmi les entreprises préférées au classement général mesurant le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires pour 2023 (entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes alternants et stagiaires) avec 90,8 % de recommandations.

3.3.3.8.3 Attirer et renforcer l'attractivité sur les métiers de la transition énergétique

Face à l'ampleur des besoins en compétences pour réussir la transition énergétique, le groupe EDF et ses partenaires multiplient les initiatives pour attirer les jeunes et les actifs et valoriser l'image du secteur de l'industrie.

FORINDUSTRIE

C'est par exemple l'objectif de l'événement FORINDUSTRIE qui présente de manière ludique et collaborative la diversité et la richesse des métiers de l'énergie aux jeunes collégiens, lycéens, étudiants, à leurs enseignants ainsi qu'aux demandeurs d'emploi. Cette expérience immersive et ludique via un métavers a été généralisée dans toute la France et a réuni environ 52 041 participants, soit 2 008 classes et 574 groupes de travail. Plus de 525 000 connexions ont été totalisées pendant le grand challenge.

Partenaire du concours CGénial

En 2023, EDF a remis le prix Génialissime au collège Hubert-Fillay de l'académie d'Orléans-Tours, pour leur projet concernant « la recherche d'un moyen pour réduire de la température intérieure en période de canicule ». Ce prix se traduit pour les lauréats par la possibilité de participer à des concours scientifiques internationaux et de visiter des entreprises permettant de voir concrètement les débouchés des études scientifiques et techniques.

La filière nucléaire

L'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) créée en 2021 par les acteurs de la filière nucléaire, l'Union française de l'électricité (UFE), l'UIMM, France Industrie et Pôle Emploi pour contribuer à la sécurisation des besoins en compétences de la filière, décline des actions pour accompagner les projets dans les territoires en lien avec les appels à projets de France 2030.

La filière s'est dotée en 2022 de son propre portail des métiers et formations « Mon avenir dans le nucléaire », ciblant un large public de jeunes bacheliers et diplômés, salariés en reconversion, demandeurs d'emploi et de prescripteurs (parents, professeurs des collèges et lycées, conseillers Pôle emploi/Missions locales, conseillers d'orientation de l'Éducation nationale, chargés d'orientation dans les régions).

C'est dans cet esprit que la première semaine des métiers du nucléaire organisée par Pôle emploi, l'UMN et leurs partenaires a permis de coordonner 278 événements mettant en visibilité l'ensemble des métiers de la filière et de s'adresser à une large diversité de publics dans 12 régions. Plus de 8 000 demandeurs d'emploi ont participé aux événements proposés dans ce cadre.

(1) <https://www.gifen.fr/>

(2) entreprises-preferees2022.eventmaker.io/

(3) universumglobal.com/fr/classements-etudiants-2022/

(4) ifop.com/publication/les-entreprises-francaises-les-plus-admirees-vague-3/

(5) edf.fr/edf-recrute/nos-actualites-rh/edf-et-ses-etudiants-une-histoire-qui-marche

La filière réseau

La filière réseau s'appuie sur les Écoles des réseaux pour la transition énergétique, sur la base d'un partenariat signé le 20 mars 2023 avec des grands partenaires industriels (FNTF, SERCE, SNER, GIMELEC, SYCABEL) autour de 4 axes : attractivité des métiers, renforcement des compétences, diversification du sourcing et accompagnement des parcours.

Une première action majeure sur l'attractivité et les compétences a été mise en place à la rentrée 2023 avec la création des classes réseaux en lycée professionnel, animées par des enseignements intégrant des éléments dédiés aux métiers de la filière, et du mentorat de salariés pour accompagner la réussite des lycéens. D'autres actions ont été engagées pour former les prescripteurs de l'orientation au collège sur la transition énergétique et les compétences qu'elle nécessite.

La filière des nouveaux services énergétiques

Des initiatives sont également lancées au niveau de la filière des nouveaux services énergétiques telles que le projet de création d'un label des métiers de la transition énergétique et le développement d'une plateforme qui permettrait de partager et recommander aux entreprises de la filière des candidatures de qualité mais non retenues lors des procédures de recrutement.

Priorisation dans les métiers techniques (EDF SA)	2021	2022	2023
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance (en %)	23	16	16
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de stage de fin d'études (en %)	6	4	6
Part des profils de techniciens et d'ingénieurs expérimentés dans les recrutements (en %)	40	49	53

Pour attirer et intégrer les compétences au sein du Groupe, EDF a continué en 2023 à moderniser ses processus de recrutement et à les améliorer avec des outils plus innovants et digitaux (outils de *matching* proposé aux candidats) tout en diversifiant son sourcing. Des actions ont été engagées pour renforcer la coordination à la maille du Groupe pour les relations écoles et le partage de viviers de candidats.

Modernisation du processus de recrutement

Des travaux ont été engagés en 2023 pour optimiser la durée de chacune des étapes du processus de recrutement et les délais de réponse aux candidats. Par ailleurs, un fil d'Ariane dans le tunnel de candidature a été mis en place permettant de garder le contact avec les candidats. Le *matching* candidat est opérationnel sur le site Internet edf.fr/edfrecrute depuis mars 2023. À la suite de l'analyse de leur CV, il propose au candidat des offres adaptées et lui suggère de candidater. Ce dispositif de *matching* a d'ores et déjà permis d'accroître sensiblement le volume de candidatures sur certaines offres.

Coordination renforcée à la maille du Groupe pour les Relations Écoles et le partage des viviers de candidats

Afin de maximiser la visibilité de l'ensemble des entités du groupe EDF auprès des étudiants, la coordination de la Relation École et des partenariats s'est mise en place à la maille du Groupe notamment via la signature de nouvelles conventions par le groupe EDF (signature d'une convention avec la Fondation des IUT). Le partage des viviers internes et externes de candidats au sein du Groupe s'est renforcé (y compris alternance et stages).

Corecrutements

L'entreprise a poursuivi les corecrutements entre les Directions gérant les métiers de la production et de l'ingénierie nucléaire. Dès son arrivée, le candidat a une visibilité sur l'emploi suivant, de façon à disposer d'une perspective couvrant une double dimension d'études (ingénierie/recherche) et de mise en pratique opérationnelle (exploitation-maintenance).

Des recrutements en forte hausse pour le Groupe en France sur les compétences industrielles, techniques et numériques

En 2023, le groupe EDF a augmenté ses volumes de recrutements de 21 % par rapport à 2022 tout en continuant de privilégier l'employabilité de ses salariés et en ciblant ses embauches sur des profils non disponibles en interne.

Les profils de recrutements répondent aux besoins en compétences industrielles, techniques et numériques, ainsi qu'en relations clientèle cette année. Les métiers concernés sont ceux de la production nucléaire pour les travaux nécessaires à la prolongation du parc nucléaire français, ainsi que les métiers d'ingénierie de conception des projets d'EPR2, des énergies renouvelables, des services énergétiques, des réseaux pour faire face aux besoins de raccordement des ENR et des bornes de recharge et ceux des technologies de l'information. Il s'agit notamment des métiers d'ingénieurs et de techniciens de maintenance mécanique ou électrique, robinetier, soudeur, ingénieur d'étude projets électrique, technicien bureau d'études, *contract manager*, cybersécurité, *data scientist* et dans une moindre mesure des conseillers clientèle pour répondre à la croissance du portefeuille clients et à la complexité croissante des demandes.

Le Groupe poursuit son engagement dans le recrutement de jeunes diplômés issus de l'alternance et des stages tout en augmentant la part des expérimentés.

Dispositif de cooptation

Le dispositif de cooptation mis en place en 2022, a permis de recruter 74 salariés en 2023. L'objectif est de faire appel à ses collaborateurs pour recruter. Le salarié prescripteur bénéficie d'une prime par embauche « cooptée » concrétisée. Une démarche qui a fait ses preuves dans les filiales du groupe EDF notamment Framatome et Dalkia.

Féminisation dans les métiers techniques : axe fort des objectifs de recrutement

Afin d'accélérer la féminisation des recrutements, un groupe de travail « féminisation » déploie des actions innovantes dans 3 domaines :

- en innovant dans la manière de communiquer pour faire savoir que les femmes ont toute leur place dans les métiers techniques, et que le groupe EDF leur offre des carrières à la hauteur de leurs ambitions. Le Groupe valorise par exemple des « modèles féminins » dans sa communication à l'externe : Podcasts de femmes dirigeantes lancés le 8 mars 2023, club alternantes ambassadrices. Le Groupe a également développé des partenariats avec des influenceuses ou influenceurs sur le thème de la mixité. Au total, 15 contenus ont été publiés sur tous les réseaux pour 1,5 million de vues sur TikTok, Instagram, Twitter (X) ;
- en étant présent au sein des écoles pour faire connaître les métiers, faire savoir qu'ils sont tous ouverts aux femmes et donner ainsi envie à des jeunes filles/femmes de s'orienter vers des métiers techniques ;
- en intégrant l'enjeu de féminisation dans toutes les étapes du processus de recrutement : brief, rédaction des offres, sourcing des candidats. À ce titre, EDF est adhérent de l'association A compétence égale qui accompagne les entreprises afin de lutter contre les discriminations dans le processus de recrutement, et tout au long de la carrière professionnelle.

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques (EDF SA)	2021	2022	2023
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	1 219	1 799	2 267
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques (en %)	17	17	18
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	159	269	276
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information (en %)	21	20	30
Part des recrutements de femmes en tant qu'ingénieures (en %)	10,5	16	28

Challenge Énergie Mixte

EDF, en partenariat avec le CEA, la SNCF et la Région PACA, a participé à la 5^e édition du challenge énergie mixte pour la féminisation des métiers de l'Énergie. Soutenues par des marraines en activité, plus de 60 élèves féminines découvrent l'intérêt de la mixité au travail dans un univers *a priori* réservé aux hommes, afin de prendre conscience des stéréotypes lors de leurs choix d'orientation. C'est une initiative que le Groupe a décidé de promouvoir et de démultiplier dans d'autres régions en 2023.

Prix Women's Energy In Transition

Pour la 6^e année, Dalkia a lancé le prix *Women's Energy In Transition* qui récompense et soutient financièrement des étudiantes et des professionnelles en activité, avec pour objectif d'encourager les femmes à rejoindre des cursus de formation ou des métiers techniques en lien avec la transition énergétique.

Mise en valeur de l'alternance et des stages

EDF a fait de l'alternance et des stages de fin d'études un élément clé de son sourcing de compétences et sa signature d'industriel inclusif, en accueillant en formation au sein du Groupe plus de 1 alternant sur 100 en France, soit 5,9 % des salariés.

Mise en valeur de l'alternance dans les recrutements (EDF SA)	2021	2022	2023
Nombre d'alternants accueillis	3 518	3 683	3 903
Nombre de stagiaires accueillis	1 727	1 700	1 702
Nombre de recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stage	494	703	742
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stage/recrutements globaux (en %)	29	25	23

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes et de l'inclusion

Depuis de nombreuses années, le Groupe se mobilise pour une économie plus inclusive tout particulièrement vis-à-vis des jeunes. Cet engagement se concrétise également par les actions menées dans le cadre du collectif d'entreprises pour une économie plus inclusive, dans lequel le groupe EDF est partenaire.

Le groupe EDF, avec d'autres entreprises du Collectif, a également participé à des journées favorisant l'inclusion par le sport. Avec par exemple, l'organisation d'une journée « Tournoi des 6 notions » le 13 septembre en Occitanie. Cet engagement se décline également dans le partenariat du Groupe avec l'association Tous en stage dont l'objectif est d'accompagner les élèves de 3^e issus des quartiers prioritaires dans leurs recherches de stage en France.

« Un jeune, un mentor »

Le groupe EDF et la Fondation groupe EDF sont mobilisés dans la démarche « un jeune, un mentor », qui permet de répondre aux enjeux de l'emploi des jeunes et du renouvellement des compétences. Plus de 1 000 propositions de mentorat sont ouvertes aux salariés du Groupe ⁽¹⁾. Les missions sont disponibles dans toute la France en présentiel et/ou à distance, sur des formats allant de 1 heure à 2 heures d'engagement/mois par mentor sur une durée de 6 mois en moyenne.

L'engagement du groupe EDF a été réaffirmé par le Président Luc Rémond lors du Mentor Day du 26 janvier 2023 avec l'ambition d'atteindre d'ici 2025 1 300 jeunes mentorés.

À la fin décembre 2023, 831 actions de mentorats ont été réalisées par des salariés du Groupe dans le cadre de la plateforme Human Pacte.

EDF, partenaire historique du salon « Hello Handicap »

Le groupe EDF figure parmi les grandes entreprises françaises pionnières en matière d'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap. Illustration concrète de cet engagement, EDF participe chaque année en octobre au salon Hello Handicap. Le

plus grand salon 100 % digital dédié aux talents handicapés regroupe 120 entreprises et propose 20 000 offres de postes à pourvoir dans toute la France et pour tous les profils. Durant les 4 jours de ce forum, les candidats ont eu la possibilité de mener des entretiens avec des managers et RH de l'entreprise sans se déplacer, par téléphone ou par tchat.

Mécénat de compétences

Dans le cadre de loi Pacte, EDF a choisi de développer le mécénat de compétences. Deux orientations ont été retenues par l'entreprise :

- le mécénat de compétence senior qui constitue une opportunité de terminer sa carrière en mettant ses compétences au service d'une structure d'intérêt général. Il concerne donc des salariés proches de la retraite ;
- le mécénat de parcours qui concerne tous les salariés de l'entreprise et permet de réaliser une mission d'intérêt général selon différentes modalités dans le cadre de son parcours professionnel.

En 2023, 60 contrats de mécénat de compétences sont engagés dans l'entreprise.

Mobilisation pour la relance économique et sociale De nombreux partenariats au niveau national et en région

En 2023, EDF a poursuivi ses partenariats nationaux et régionaux pour faciliter le recrutement de personnes en reconversion et réinsertion. Cela passe notamment par le renforcement des partenariats avec Pôle Emploi et des relations avec des structures comme l'AFPA et des associations comme les Apprentis d'Auteuil.

Secteur en décroissance ou touchés par des PSE

EDF poursuit sa démarche de sourcing responsable et gagnant-gagnant et propose des offres d'emploi via des opérations de *job dating* à des salariés avec expérience dans les secteurs en décroissance ou touchés par des PSE ⁽²⁾.

(1) engagement.microdon.fr/humanpacte

(2) PSE : plan de sauvegarde de l'emploi.

3.3.3.8.4 Autres modalités innovantes de sourcing

Le Groupe entretient une communication digitale de haut niveau pour conserver sa place et son rôle de « sourceur » indirect via les réseaux sociaux et des événements en ligne ciblés sur les profils recherchés. La communication sur les métiers et les filiales du Groupe s'est renforcée, avec un focus particulier sur les priorités de recrutement du Groupe en lien avec la transition énergétique.

Réseaux sociaux Websérie Data Challenge Vidéos

Pour renforcer sa communication auprès des jeunes, le groupe EDF travaille de plus en plus avec des influenceurs et le réseau social TikTok.

En 2023, EDF et 16 autres grands groupes industriels ont ouvert la 4^e édition du #SmarterMobilityDataChallenge, à destination des étudiants européens en data. Ce défi permet non seulement aux étudiants de passer de la théorie à la pratique en répondant à l'un des plus gros défis d'une capitale, mais également de se créer un réseau composé de *data scientists* qualifiés travaillant dans de grandes entreprises.

Au-delà du recrutement, le groupe EDF a lancé un nouveau dispositif pour parler des métiers et booster l'attractivité d'EDF. Au fil des épisodes, recruteurs et salariés EDF, livrent des conseils clés sur les CV, lettres de motivation, entretiens, via les podcasts Cartes en main. Le dispositif, disponible sur Spotify, Deezer et le site carrière EDF Recrute, offre aux auditeurs les cartes essentielles pour optimiser leur recherche d'emploi, découvrir les métiers du Groupe, mais également pour postuler sur les offres.

Plus de 10 000 salariés ambassadeurs en 2023

Pour renforcer la connaissance des métiers de la transition énergétique dans les établissements scolaires et chez les enseignants, le groupe EDF a décidé de changer d'échelle et de passer d'un réseau de 4 000 salariés ambassadeurs à plus de 10 000 dès 2023.

Ces réseaux de salariés (Myjobglasses, graduates, EDF c'est moi, Elles bougent, EDF social club) actifs et organisés permettent notamment de faire découvrir au plus grand nombre l'industrie électrique, dans des vidéos publiées sur le site edf-recrute et sur la chaîne YouTube d'EDF. Ils racontent leur histoire avec spontanéité et authenticité et montrent l'utilité de leur métier, permettant ainsi de donner des perspectives aux jeunes en quête d'un avenir professionnel avec du sens.

3.3.3.9 Détail des effectifs du Groupe

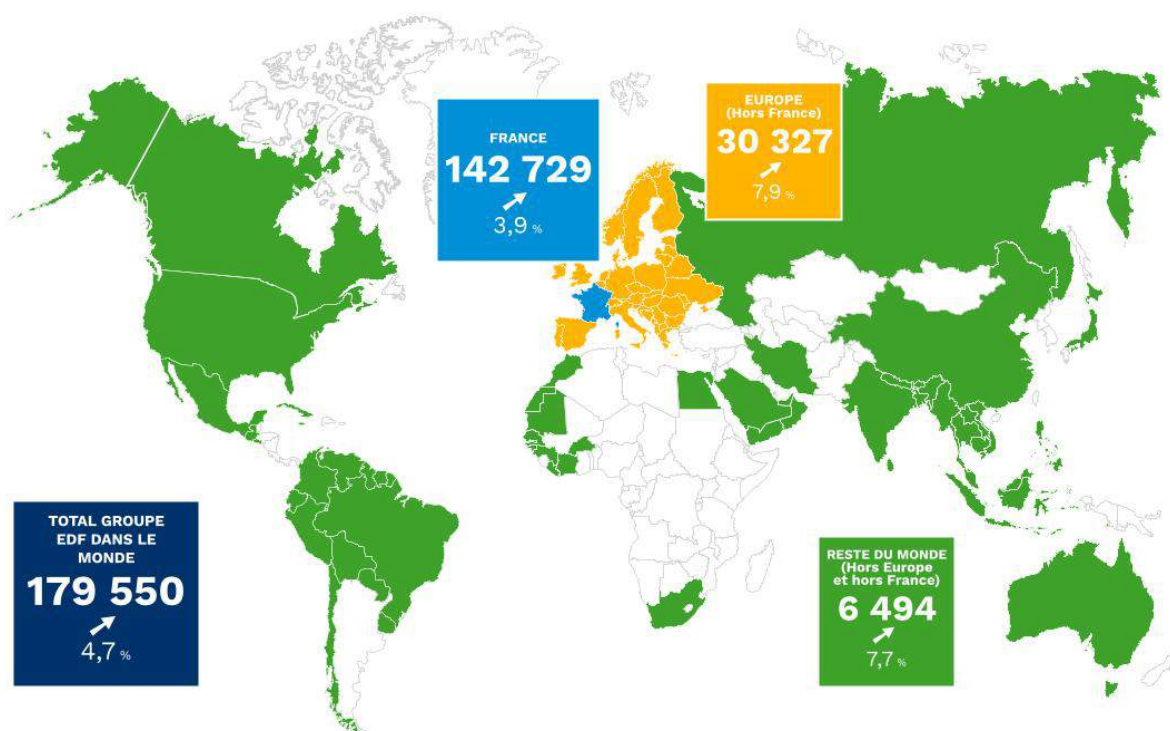
3.3.3.9.1 Une trajectoire effectifs calée sur les orientations stratégiques du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 179 550 salariés au 31 décembre 2023 (filiales consolidées). La hausse de 4,7 % par rapport à 2022 s'explique par la croissance des besoins en compétences tirée par la filière nucléaire du Groupe, afin de répondre à des enjeux industriels sans précédent.

3.3.3.9.2 Effectifs du Groupe en France

Le groupe EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et écologique en France et en Europe (programme de maintenance des centrales existantes, nouveau nucléaire, développement des énergies renouvelables, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, pompes à chaleur, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international). Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 142 729 salariés au 31 décembre 2023. L'effectif est en augmentation de 3,9 % par rapport à 2022. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire, des énergies renouvelables et des services énergétiques sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs de 9 % pour Framatome et plus de 10 % pour Cyclife ; dans le domaine des énergies renouvelables, + 31,9 % pour EDF ENR, + 4,8 % pour EDF Renouvelables.

3.3.3.9.3 Effectifs du Groupe à l'international : 96 % de l'effectif international est européen et 80 % sur le périmètre France



3.3.3.9.4 Précisions sur la répartition au 31 décembre 2023

Précisions sur la répartition des effectifs

	Unité	2021	2022	2023
Par âge				
Salariés de moins de 25 ans ✓	%	7 %	7 %	8 %
Salariés de 25 à 35 ans ✓	%	27 %	26 %	26 %
Salariés de 36 à 45 ans ✓	%	27 %	28 %	29 %
Salariés de 46 à 55 ans ✓	%	26 %	25 %	25 %
Salariés de 56 ans et plus ✓	%	13 %	13 %	13 %
Par collèges				
Nombre de cadres	Nombre	55 324	57 864	62 194
Nombre de non-cadres	Nombre	111 833	113 626	117 356
Temps partiel				
Salariés à temps partiel	Nombre	9 234	8 856	9 586

✓ Indicateur 2023 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PricewaterhouseCoopers Audit.

Pour la répartition par genre, voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ».

La répartition des effectifs apparaît équilibrée et cohérente avec les besoins de compétences à moyen terme, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 35 ans (33 %) résulte de la volonté du Groupe d'intégrer des jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stages de fin d'études. La part des cadres à l'échelle du Groupe augmente en 2023 du fait notamment de l'augmentation significative de recrutements dédiés à l'ingénierie du nucléaire.

3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale

La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action du Groupe en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive. C'est pourquoi le groupe EDF confirme et renouvelle son engagement en faveur des clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe et en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics et d'initiatives spécifiques de solidarité.

3.3.4.1 Compréhension de la précarité énergétique

Le premier volet de l'action menée par EDF consiste à mieux appréhender la complexité des situations de précarité énergétique pour être à même d'identifier plus finement les clients plus particulièrement exposés, en vue de mieux les accompagner.

3.3.4.1.1 Complexité de la problématique

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La crise sanitaire a aggravé un phénomène dont la tendance va croissant.

La mesure même est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire national de la précarité énergétique, dont EDF est partenaire, affiche que 11,9 % des Français les plus modestes ont dépensé plus de 8 % de leurs revenus pour payer des factures énergétiques de leur logement en 2021, et que 26 % des Français déclarent avoir souffert du froid au cours de l'hiver 2022-2023, pendant au moins 24 heures.

Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics indique que le pays compte 6,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique à fin octobre 2023. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

3.3.4.1.2 Initiatives

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaires, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF s'engage dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux, et des associations.

Comprendre : les programmes R&D

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique & Innovation sociale », chargé d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et de concevoir et de développer des innovations permettant de mieux lutter contre la précarité énergétique. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire national de la précarité énergétique.

Identifier : GEODIP

Depuis fin 2021, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE) met à disposition des acteurs territoriaux l'outil GEODIP (Géolocaliser diagnostiquer la précarité énergétique) qui permet de visualiser les zones de précarité énergétique liées au logement et à l'utilisation de la voiture des ménages.

3.3.4.2 Lutte contre la précarité énergétique

Le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles. L'action menée par EDF est portée par sa politique solidarité qui agit soit en accompagnement renforcé de dispositifs publics, soit de sa propre initiative en déployant des actions spécifiques. La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'articule autour de trois volets : l'aide au paiement, l'accompagnement des clients et la prévention.

3.3.4.2.1 L'aide au paiement

Indépendamment des délais de paiement personnalisés qui peuvent être accordés (voir la section 3.3.4.2.2), le groupe EDF s'associe étroitement aux dispositifs publics nationaux et régionaux, et déploie le « don d'énergie ».

5,6 millions de chèques énergie ont été envoyés par les pouvoirs publics en avril et mai 2023 en France.

Depuis 30 ans, EDF noue un partenariat actif avec le Fonds de Solidarité Logement, accordant des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour payer les dépenses liées à leur logement. Avec 21,2 millions d'euros versés en 2023, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques.

3.3.4.2.2 L'action d'accompagnement

EDF s'est engagé en novembre 2021 à ne plus demander la coupure d'électricité pour impayés de ses clients du segment des clients particuliers en France. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet le 1^{er} avril 2022 et est appliquée dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. En 2023, 271 000 clients ont été concernés par une limitation de puissance. EDF a mené au printemps 2023 en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, une enquête auprès de ménages en impayés ayant vécu sous réduction de puissance. Elle établit qu'avec une information préalable, une grande partie des ménages, malgré les difficultés, perçoit plutôt bien la logique consistant à remplacer la coupure par une limitation de puissance. Loin d'être confortable, celle-ci ne participe pas à une déresponsabilisation des consommateurs, puisqu'elle pousse ceux-ci à recontacter EDF pour trouver une solution adaptée à leur situation. La mesure est saluée par ces derniers puisqu'elle permet de répondre à leurs besoins vitaux et sociaux élémentaires, et appréciée par les partenaires de l'action sociale qui peuvent ainsi travailler moins dans l'urgence pour trouver des solutions pérennes pour les clients qu'ils accompagnent.

L'indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur clé de performance concerne le nombre d'actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie.

Les Accompagnements Énergie sont l'un des leviers mis en œuvre par EDF pour lutter contre la précarité énergétique, en parallèle par exemple de la promotion du chèque énergie, de la mise en place d'échéanciers de paiement ou de la rénovation de l'habitat. En 2023, le nombre de ces actions de conseil se situe en deçà de la fourchette fixée annuellement bien que les prix de l'électricité aient augmenté. Le bouclier tarifaire mis en place par l'État qui a permis d'en contenir la hausse, ainsi que les appels à la sobriété ont rendu les clients beaucoup plus sensibilisés à la maîtrise de leurs consommations. Les clients ont davantage utilisé les outils numériques mis à leur disposition, en particulier le service Suivi Conso qui leur permet de suivre au jour le jour, voire à la demi-heure, leur consommation d'énergie et de bénéficier de conseils utiles. Enfin, le processus de recouvrement d'EDF permet d'entretenir un dialogue continu avec les clients en difficulté de paiement de façon proactive par envois de mails ou SMS réguliers, diminuant mécaniquement le recours aux actions de conseil dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie. En revanche, EDF a intensifié les Accompagnements Énergie envers les clients fragiles par une intensification des contacts en 2023.

3.3.4.2.2.2 Ancrage territorial de la politique solidarité

Plusieurs leviers complémentaires permettent d'étoffer et d'ancrer la politique solidarité d'EDF au plus près des problématiques rencontrées :

- l'action des Experts Solidarité est complétée par celle des Correspondants Solidarité, porteurs de la politique solidarité d'EDF en région. Ils sensibilisent les partenaires aux questions de précarité énergétique et réalisent auprès d'eux des actions de formation ;

EDF s'est organisé pour accompagner massivement les clients précaires et en difficulté. Cela se traduit par un service d'Accompagnement Énergie, par une vigilance accrue durant la trêve hivernale et par l'ancrage territorial de la politique solidarité.

3.3.4.2.2.1 Le service Accompagnement Énergie

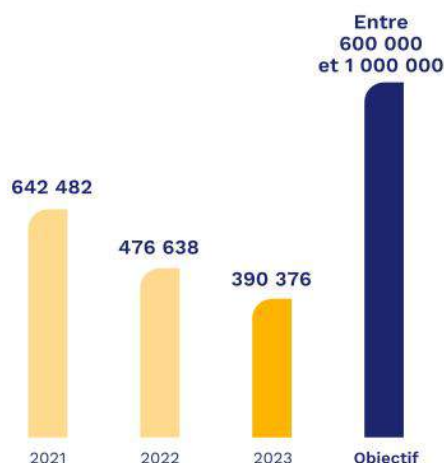
Depuis 2010, « l'Accompagnement Énergie » permet d'apporter une solution personnalisée à tout client particulier d'EDF qui rencontre une difficulté de paiement.

5 000 conseillers Relation client

Tous basés en France, les 5 000 conseillers Relation Client sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détectations et les premiers accompagnements. Le conseiller d'EDF vérifie ainsi que le client bénéficie du tarif adapté à son mode de consommation et que la facture a été établie sur la base d'un index réel. Il conseille le client sur les réductions de sa consommation et engage avec lui un échange sur les conditions de règlement. Il informe le client sur le chèque énergie et l'oriente vers les partenaires sociaux si besoin.

230 experts solidarité EDF dédiés à la solidarité qui coopèrent directement avec les structures d'action sociale pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles.

Actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie (en nb)



- l'efficacité de la lutte contre la précarité énergétique suppose d'agir le plus souvent en partenariat. EDF œuvre avec les Centres communaux d'action sociale (CCAS), ainsi qu'avec les grandes associations caritatives que sont par exemple la Fondation Abbé Pierre, la Croix-Rouge française, le Secours catholique ou le Secours populaire français. EDF coopère avec l'Union nationale des CCAS (UNCCAS) et l'Association des cadres territoriaux de l'action sociale (ACTAS) en vue de chercher toutes formes d'innovation, par exemple en matière d'accès aux droits ;

- pour renforcer son accompagnement sur le terrain, EDF est engagé dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont notamment une quarantaine de Pimms médiation (Points d'information et de médiation multi services). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe notamment au développement des Pimms mobiles (guichets multiservices itinérants) qui constituent des réponses humaines et de proximité face aux besoins quotidiens des habitants des territoires ruraux.

3.3.4.2.3 Les actions préventives

En lien avec ses partenaires, EDF déploie une action forte en matière de prévention, soit en agissant sur l'habitat, soit en agissant sur la maîtrise de la consommation d'énergie.

3.3.4.2.3.1 Actions en vue de l'amélioration de l'habitat Toits d'abord

EDF et la Fondation Abbé Pierre ont signé la prolongation de trois ans du programme « Toits d'abord » visant à bâtir et réhabiliter des logements occupés par des personnes aux revenus très modestes. En 10 ans, le programme a permis de construire 6 000 logements performants énergétiquement et de reloger 13 000 personnes particulièrement vulnérables. Sur la période 2024-2026 EDF apportera une contribution à hauteur de 6,4 millions d'euros.

Territoire Zéro Exclusion Énergétique

EDF soutient le programme « Territoire Zéro Exclusion Énergétique » porté par l'association Stop à l'Exclusion Énergétique et qui vise à rénover en 3 ans 3 000 passoires énergétiques occupées par les ménages les plus fragiles. EDF est le principal financeur avec une participation de 7 millions d'euros entre 2024 et 2026.

Prime énergie EDF

Cette offre d'accompagnement s'inscrit dans le cadre de la réalisation de travaux favorables aux économies d'énergie. Elle repose sur un dispositif public, renforcé dans le cadre du Plan de relance.

Mon chauffage durable

L'offre « Mon chauffage Durable » permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, ou des radiateurs électriques par des radiateurs performants et intelligents. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce chauffage » lancé par le gouvernement en 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires pour les ménages en situation de précarité énergétique.

Offre Rénovation globale

Depuis 2022, EDF a complété son offre d'accompagnement en matière de rénovation énergétique, en lançant son offre « Rénovation globale », permettant à tous les propriétaires de maison individuelle de rénover leur habitat dans sa globalité, dans un cadre sécurisé, avec un objectif de baisse de la consommation énergétique de la maison d'au moins 55 % par rapport à la situation avant travaux.

Partenariat Ashoka

Face à la crise énergétique, EDF a souhaité renforcer son action de communication et de sensibilisation en faveur des publics les plus précaires, qu'il s'agisse des bonnes pratiques à effectuer pour maîtriser sa consommation, des aides financières pouvant être sollicitées ou de la prévention des impayés et des situations difficiles.

Pour répondre à ces enjeux, EDF s'appuie sur Ashoka et Voisin Malin pour qualifier et faire émerger des clés de réussite et des bonnes pratiques en matière de sensibilisation quand on s'adresse à des personnes en situation de fragilité.

Offre Alogia

EDF s'engage avec son partenaire Alogia dans la transition énergétique des résidents seniors. Cette offre destinée aux bailleurs sociaux répond à deux enjeux sociétaux importants : l'aide au maintien des seniors dans leur logement en améliorant le confort et la sécurité, et la lutte contre la précarité.

Green Home Grant

EDF au Royaume-Uni est le seul fournisseur à avoir pris la décision d'accompagner ses clients dans l'accès au « Green Homes Grant », un nouveau fond gouvernemental qui finance les ménages via un système de bons pour des mesures d'isolation et de chauffage bas carbone (programme gouvernemental « Energy Company Obligation », ECO). Le dernier dispositif en date « ECO4 » a pris effet le 1^{er} avril 2022. Sur l'année, ce sont 8 110 ménages vulnérables qui ont été aidés via les programmes ECO3 et ECO4.

3.3.4.2.3.2 Actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

La sensibilisation aux écogestes a été accentuée durant l'hiver 2022-2023 avec un renforcement de l'accompagnement des clients pour moins ou mieux consommer (#GestesUtiles « j'éteins, je baisse, je décale »). De nombreux partenariats sont mis en place, dont un avec Unis-Cités.

Info Watt

Depuis le 1^{er} octobre 2022, pour les clients bénéficiaires du chèque énergie et équipés d'un compteur communicant, EDF propose « Info Watt ». Il s'agit d'un service gratuit d'affichage de la consommation d'électricité en temps réel, en euros et en kWh. Ce dispositif permet d'identifier les appareils et les habitudes de consommation les plus énergivores. Ainsi, chaque bénéficiaire d'Info Watt pourra facilement prendre conscience de sa consommation, adapter ses habitudes avec des écogestes, maîtriser sa consommation et réaliser des économies sur sa facture.

Partenariat Unis-Cité

Dans le cadre du programme « Solidarité », Unis-Cité mobilise 370 jeunes en service civique. Ils ont pour mission de sensibiliser les ménages les plus fragiles aux enjeux de la transition énergétique et de les accompagner à maîtriser leur consommation d'énergie, de contribuer au repérage des personnes en situation de précarité énergétique, d'informer sur les aides préventives (Ma Prime Renov) et curatives (Chèque Énergie) existantes en allant à la rencontre des personnes, et de les orienter.

Partenariat Association Nationale des Compagnons Bâisseurs

EDF a noué un partenariat avec l'Association Nationale des Compagnons Bâisseurs pour animer des sessions de formation aux écogestes à destination des associations régionales et des habitants des Quartiers Prioritaires de la Ville (QPV).

Programme SLIME

À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic Maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Ces actions sont menées en partenariat avec la région via les Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie (SLIME).

3.4 Développement responsable

Le Groupe entend se développer de manière responsable. C'est pourquoi il s'engage prioritairement, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à maintenir et développer un haut niveau de dialogue et de concertation avec ses parties prenantes dans ses projets comme dans le cadre de ses activités opérationnelles. En effet, au-delà de sa responsabilité environnementale, et en complément de sa responsabilité sociale et sociétale, le Groupe souhaite contribuer au développement économique, social et humain des territoires au sein desquels il opère. Le Groupe veut développer, dynamiser et accompagner les filières industrielles et entend déployer un comportement responsable dans le cadre de son développement numérique.

100 %

Taux annuel de projets incluant une démarche de dialogue et concertation

22,7 %

Taux annuel d'achats à des PME en France

100 %

Taux de réalisation pour la relocalisation et le maintien des compétences de la filière nucléaire

93 %

Taux de réalisation des engagements auprès de l'Institut du Numérique Responsable

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes. Le Groupe fait du dialogue et de la concertation l'un de ses engagements forts en matière sociétale.

3.4.1.1 Une expérience du dialogue et de la concertation

En raison de son histoire, et de sa mission d'investisseur majeur et d'exploitant largement présent sur les territoires, EDF dispose d'une expérience longue et éprouvée en matière d'écoute, de dialogue et de concertation avec les parties prenantes qui sont organisés de manière à prendre en compte leur multiplicité et la diversité des situations.

3.4.1.1.1 EDF, une pratique du dialogue et de la concertation

3.4.1.1.1.1 EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle d'EDF, du Groupe, d'un pays d'implantation, ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent le groupe EDF :

- **le Conseil des parties prenantes du Groupe** : en matière de dialogue avec les parties prenantes externes, et au-delà des lieux d'écoute externe, de veille anticipative et de vie des partenariats, l'instance privilégiée est le Conseil de parties prenantes. Il s'agit d'un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile (climatologues, représentants de collectifs d'étudiants, de consommateurs, économistes, ONG, acteurs des solidarités). Il est coprésidé par le Président d'EDF et par Cécile Renouard ⁽¹⁾ depuis 2022. Deux sessions ont eu lieu dans l'année écoulée sur les orientations stratégiques du groupe EDF et sur l'adaptation au changement climatique ;
- **Conseil scientifique** : présidé par le Président de l'Académie des sciences, ce conseil de niveau Groupe s'est réuni à 3 reprises en 2023 sur les flexibilités des systèmes électriques, la ressource en eau, et la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires ;

- **Stakeholder Advisory Panel d'Edison (SAP)** : en appui de la direction d'Edison, composé de 16 personnalités représentatives des parties prenantes d'Edison et centré sur les questions stratégiques de développement durable, ce panel s'est réuni trois fois en 2023 sur différents aspects du trilemme énergétique ;
- **Conseil des parties prenantes d'Enedis (CPP)** : il s'est réuni à deux reprises traitant du projet d'entreprise à mission et du rôle qu'Enedis doit jouer en tant que leader de la transition écologique. Le CPP d'Enedis a été dissous à la suite du passage d'Enedis en entreprise à mission, laissant place au Comité de mission ;
- **Comité de mission d'Enedis** : il s'est réuni à deux reprises dans le cadre de sa mise en place, afin de présenter l'entreprise et son ancrage régional aux 11 nouveaux membres de ce Comité.

3.4.1.1.1.2 Une expérience du débat public

Le groupe EDF a porté de très nombreux projets faisant l'objet d'un débat public. Le débat public concernant la construction de deux EPR2 à Penly, organisé sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP), s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023 ⁽²⁾. 70 événements ont eu lieu au cours du débat sous forme de réunions publiques thématiques, d'ateliers et panel citoyen, et près de 4 500 contributions ont été reçues sur la plateforme en ligne.

D'autres formats participatifs comme la concertation préalable, la concertation continue, la concertation volontaire répondent au besoin d'informer et d'associer les publics aux projets très en amont de leur réalisation. Les enquêtes publiques interviennent ensuite dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation des projets, et permettent de recueillir formellement l'avis du public pour qu'il en soit tenu compte dans la prise de décision des autorités compétentes. En plus de ces dispositifs formels de participation du public, le dialogue territorial permet l'information et l'association des publics en continu autour des projets, chantiers, et installations exploitées par le groupe EDF.

3.4.1.1.1.3 Une nouvelle dynamique de dialogue avec les ONG

Une nouvelle politique de relations avec les ONG a été élaborée et validée en Comité RSE. Ces orientations intègrent le nouveau paysage des ONG et l'évolution de leurs modes d'action sous le pilotage d'un chef de mission « Relations ONG » rattaché à la Directrice Impact. Quatre axes ont été définis : pilotage, communication interne, dialogue et ressources humaines.

(1) Philosophe, professeure à l'École des Mines, à l'ESSEC et à l'IEP Paris, et Présidente du Campus de la transition.

(2) <https://www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-penly>

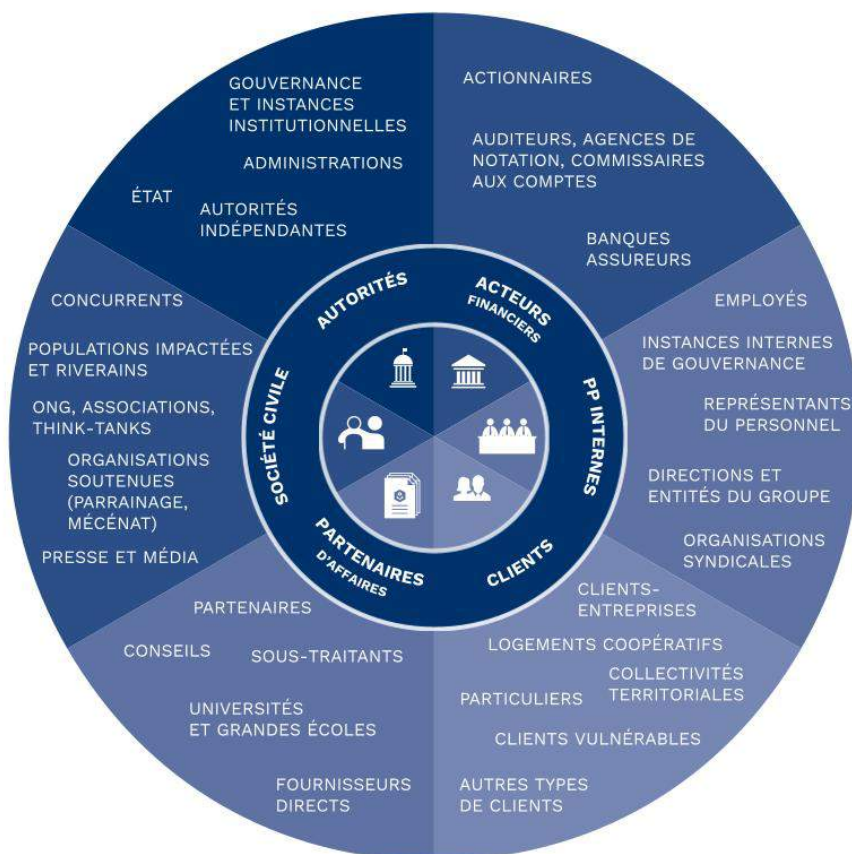
3.4.1.1.2 Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

La culture de dialogue promue par le Groupe constitue le socle des pratiques de relations avec les parties prenantes.

3.4.1.1.2.1 Une cartographie des parties prenantes du Groupe pour guider l'action

La relation avec les parties prenantes est au cœur de la politique RSE du Groupe.

- le Groupe a formalisé la cartographie générale de ses parties prenantes, approuvée en Comité exécutif, qui fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue ;
- en conformité avec les démarches ISO 9001 et ISO 14001, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes en vue de préciser les modes de dialogue appropriés à leur contexte spécifique ;
- les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.



3.4.1.1.2.2 Des principes de dialogue et de relation dans les projets

Le Groupe déploie une approche sociétale, fondée sur une identification des parties prenantes (portant une attention particulière aux communautés autochtones) axée sur les principes de l'Équateur pour tous les projets supérieurs à 50 millions d'euros⁽¹⁾.

Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale. Des études d'impact E&S incluent un volet droits humains et les parties prenantes des projets sont identifiées. Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible et en fonction du contexte, une attention particulière étant accordée aux groupes traditionnellement marginalisés. Un mécanisme public de réclamation est mis en place à un stade précoce du projet. Un reporting public est assuré. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques.

3.4.1.1.2.3 Une organisation territoriale dédiée

En France, EDF a mis en place une Direction des territoires et de l'Action Régionale (DTAR), dont le rôle est d'instaurer un dialogue transversal et de coordination interne, et de dialoguer avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe. La mise à disposition d'une expertise de haut niveau

La R&D d'EDF dispose depuis trente ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. Cette compétence accompagne le Groupe dans la compréhension des enjeux d'acceptabilité, notamment sur les aspects environnementaux et sociétaux. Au-delà de leurs nombreux apports en termes doctrinaux et prospectifs, ces experts accompagnent les directions et les projets.

(1) equator-principles.com

3.4.1.1.2.4 Le développement des compétences des managers et chefs de projet

Le Groupe propose une offre de formation qui vise à développer chez les salariés la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. Ouverte à toutes les directions et filiales France du groupe EDF, elle s'adresse tout particulièrement aux chefs de projet, managers, communicants et membres des délégations régionales, en relation avec les parties prenantes.

3.4.1.1.2.5 Des innovations en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes

EDF veille à mettre en place des dispositifs d'écoute, de dialogue et de compréhension de son environnement au moyen d'une large gamme d'outils qui vont des baromètres d'opinion jusqu'à des dispositifs d'écoute des parties prenantes et des salariés menés sous forme d'enquêtes suivies, ou mis en place dans le cadre de dialogues institutionnalisés.

La montée en puissance régulière de l'usage des méthodes d'intelligence collective au sein du groupe EDF permet maintenant de résoudre tous types de problèmes. En 2023, plus de vingt projets ont été menés à destination des unités du Groupe, et deux grandes tendances se dégagent :

- améliorer « l'expérience salariés », avec par exemple le travail empêché lors des arrêts de tranche ; la centrale nucléaire de Penly a ainsi identifié les dysfonctionnements qui ralentissent le travail des équipes, et dont le traitement permet d'améliorer la performance des arrêts de tranche ;
- construire la stratégie à moyen terme avec par exemple des problématiques de fusion de plateaux clientèle ou de réussite des visites décennales de CNPE.

3.4.1.3 L'indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

Pour les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

L'indicateur clé de performance du Groupe concerne la part annuelle de ces projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée. Cela signifie concrètement et *a minima* que chaque projet concerné a initié ou mis en place une stratégie de dialogue et concertation et que les différentes parties prenantes (en particulier les communautés locales et autochtones) sont prises en compte, des mesures spécifiques pouvant avoir été prises pour répondre à leurs attentes.

En 2022 et en 2023, l'indicateur s'établit à 100 % des projets entrant dans le champ des critères définis.

Les problèmes et solutions sont identifiés et conçus par les équipes, avec des outils méthodologiques pointus, déployés en ateliers animés par 250 dialogueurs, tous salariés volontaires issus du Groupe.

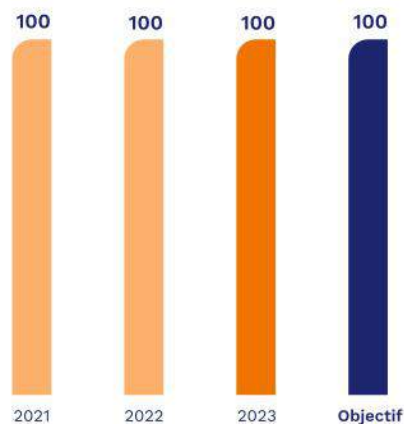
EDF et Ipsos mènent chaque année une enquête d'opinion d'ampleur et inédite dans 30 pays sur les cinq continents, comptant ainsi les deux tiers de la population mondiale et parmi lesquelles figurent les plus importants émetteurs de CO₂. L'intégralité des résultats annuels est mise à disposition en *open data* ⁽¹⁾.

Le Baromètre interne des perceptions de l'environnement (BIPE) permet chaque année depuis 2001 de recueillir l'opinion des salariés sur l'entreprise ou leur unité, sur les sujets liés à l'environnement. La part de salariés estimant que le Groupe a une bonne image en matière d'environnement ne cesse de croître depuis quatre ans, pour atteindre aujourd'hui un niveau record à près de 80 %.

3.4.1.2 L'amélioration continue des pratiques de dialogue et de concertation

Le Groupe est en veille constante en matière de qualité de dialogue et qualité de la relation avec ses parties prenantes. Au-delà des outils de perfectionnement déjà existants, un site intranet a été ouvert pour un meilleur partage d'expériences entre les équipes projet. Il s'agit d'un outil collaboratif de partage des connaissances qui, sous forme d'une base de données, regroupe des documents, internes et externes à EDF, relatifs à la concertation et aux débats publics menés dans le Groupe pour des projets nucléaires, thermiques, hydrauliques ou renouvelables. Il s'agit de bénéficier des enseignements et des bonnes pratiques des projets précédents, afin d'aborder de la meilleure des manières les projets présents et futurs, d'éviter les erreurs, de gagner du temps et développer nos compétences, d'améliorer nos performances.

Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en %)



(1) edf.fr/groupe-edf/observatoire-international-climat-et-opinions-publiques/telechargements

3.4.2 Développement territorial responsable

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique, et fiscale.

Le groupe EDF s'engage aussi en matière de développement d'énergies bas carbone et d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

3.4.2.1 Contribution au développement par l'emploi : l'empreinte emploi

L'empreinte emploi d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (salariés EDF, voir la section 3.3.3.9 « Détail des effectifs du Groupe »), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés et des fournisseurs, et emplois induits par les impôts et taxes). Les salariés d'EDF, mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs consomment une partie de leur salaire sur le territoire, et payent des impôts et taxes.

Par son activité, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels elle opère. L'étude menée en 2023 montre que 332 000 emplois (dont 63 000 emplois directs) sont soutenus par EDF en France. Sur l'ensemble du territoire français, un emploi direct génère environ 4,3 emplois indirects et induits. Environ 1,2 % des emplois français sont ainsi « soutenus » par EDF.

3.4.2.2 Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe. Elle a été validée en 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2023, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country-by-country reporting*) des données de l'exercice 2022, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

3.4.2.2.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Cette politique doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. L'ensemble du personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités. Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place des outils, les reportings et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal ⁽¹⁾, ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.

(2) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (détenue à 100 % par EDF), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (détenue à 100 % par EDF), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Tereco I et II (détenue à 100 % par Framatome), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.4.2.2.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2023, le groupe EDF a supporté une charge de 4 064 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en augmentation de 901 millions d'euros par rapport à 2022.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 470) millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %, contre un produit de 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %.

La variation de la charge d'impôt de (6 396) millions d'euros entre 2023 et 2022 est analysée dans la note 9 « Impôts sur les résultats » de la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2023 ». Le détail des impôts sur le résultat payé dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe est disponible dans le Pack ESG publié sur le site edf.fr ⁽²⁾.

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 3 695 millions d'euros contre 1 282 millions d'euros en 2022.

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 750 millions d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.3 Contribution au développement par les achats

Le groupe EDF s'adresse chaque année à environ 18 000 fournisseurs. La Direction des Achats Groupe (DAG) gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales, dans le respect de l'indépendance des gestionnaires de réseaux régulés au sens du Code de l'énergie. Ce périmètre représente 9,1 milliards d'euros de commandes en 2023 (8,3 milliards d'euros de commandes en 2022), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 5,5 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 2,2 milliards d'euros en achats tertiaires et de prestations, 1,2 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom et 0,2 milliard d'euros en achats liés à la distribution et aux clients.

3. Performance extra-financière

Développement responsable

Les fournisseurs sont considérés comme stratégiques via un critère de non-substituabilité et à raison du volume d'achats. EDF suit également le taux de dépendance des fournisseurs et mène les actions de surveillance adaptées.

3.4.2.3.1 Part des achats à l'échelle territoriale

3.4.2.3.1.1 Création de valeur dans les territoires

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires ⁽¹⁾. Plus de 94 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99,6 % dans l'Association européenne de libre échange).

En 2023, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats Groupe (DAG) continue à inciter ses fournisseurs de 1^{er} rang à faire appel à des fournisseurs locaux, tout en respectant les exigences de la directive européenne 2014/25/UE, à l'occasion de marchés de travaux ou de prestations sur les sites de production d'électricité.

Dans la continuité des années passées, la DAG participe aux programmes et événements de l'association Pacte PME, tel que, en 2023, l'alliance décarbonation. Cette alliance vise à accompagner les PME dans une démarche de réduction du bilan carbone de leurs activités sous l'impulsion des grands comptes. Plus largement,

l'association conduit des actions de sensibilisation des PME aux contrats et habilitations nécessaires pour postuler à des marchés du groupe EDF et met en relation ces PME avec les métiers et filiales intéressées. Elle accompagne également les métiers pour favoriser l'accès des entreprises du territoire aux chantiers d'EDF ou pour mobiliser autour des appels d'offres de la production nucléaire. La Direction des Achats est également présente auprès des Directions de l'Action Régionale pour promouvoir les partenariats entre EDF et ses fournisseurs locaux, notamment au travers des chambres de commerce et d'industrie.

3.4.2.3.1.2 Achats solidaires

La politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite à recourir au secteur adapté et protégé (STPA) et aux structures d'insertion par l'activité économique (SIAE). EDF use pleinement des possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs. En 2023, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 15,7 millions d'euros. En juin 2023, EDF a organisé, en partenariat avec le réseau GESAT, un webinaire pour les acheteurs consacré aux achats responsables. En octobre 2023, EDF a participé au Forum des achats inclusifs du collectif des entreprises pour une économie plus inclusive. Dans le cadre de ses accords handicap, EDF tisse des relations fortes avec les établissements ou services d'aide par le travail (ESAT) et les entreprises adaptées (EA) de la filière espaces verts ⁽²⁾.

	2021	2022	2023
Achats solidaires EDF (STPA et SIAE)	15,6	15,5	15,7

3.4.2.3.1.3 Indicateur clé de performance du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif annuel est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % et 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis *. La valeur 2023 s'établit à 22,7 %, conforme à l'objectif poursuivi.

Taux annuel d'achats à des PME en France (en %)



* Enedis est une filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.4.2.3.2 Relations durables et équilibrées

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Elle est structurée par la Direction des Achats Groupe (DAG) qui fixe le cadre général et anime la filière Achats dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux.

3.4.2.3.2.1 Renforcement de la qualité des relations avec les fournisseurs

Dans le cadre de sa réorganisation entérinée fin 2020, la DAG a créé de nouveaux emplois en vue de renforcer la qualité des relations avec ses fournisseurs. Parmi ces nouveaux métiers, le Responsable Fournisseur Stratégique est l'interlocuteur privilégié de la quarantaine de fournisseurs stratégiques identifiés. Il construit une relation de confiance, favorise l'alignement stratégique entre les entités du groupe EDF et ses fournisseurs, facilite la mise en place de partenariats de productivité et d'innovation dans une relation gagnant/gagnant. La relation avec les autres fournisseurs est prise en charge par les Responsables de Catégorie d'Achats.

Réactualisée en octobre 2022, la charte « Relations Fournisseurs et Achats Responsables », valorise la qualité de la relation entre clients et fournisseurs ainsi que les valeurs de solidarité, d'éthique et de confiance ⁽³⁾. La Direction des Achats Groupe est contributrice au sein du comité de suivi de la charte de la filière nucléaire piloté par l'État et le Comité stratégique filière nucléaire (CSFN).

Cette charte est accompagnée d'un processus de labellisation. En novembre 2023, la revue annuelle de suivi a confirmé le label RFAR, renouvelé en novembre 2021 pour une durée de 3 ans. Sous l'égide du ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, le comité d'attribution du label avait renouvelé en 2021 sa confiance à EDF, en lui attribuant, pour la 3^e fois consécutive, le Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR). Obtenu pour la première fois en 2015, ce Label, adossé à la norme ISO 20400, distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs.

(1) Voir la section 3.4.2.4.1 « Dynamisation du tissu économique, social et humain ».

(2) Voir la section 3.3.3.4 « Ancrage handicap ».

(3) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte relations fournisseurs responsables.

3.4.2.3.2.2 Politique Fournisseurs

La politique fournisseurs met l'accent sur l'engagement du Groupe à maintenir un partenariat solide et durable avec ses fournisseurs. Elle décline la raison d'être du Groupe et les engagements RSE sous l'angle des achats responsables, du recours aux secteurs adapté et protégé, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs. La démarche d'achats responsables demeure un pilier de cette politique avec l'inclusion systématique de clauses en matière environnementale, sociale et de droits humains dans les marchés.

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions d'analyse et de structuration de prix. Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

3.4.2.3.2.3 Écoute, dialogue et partenariats

EDF adhère et contribue aux travaux du Conseil national des achats, de l'Observatoire des achats responsables (OBSAR), de l'association Pacte PME. Dans le domaine du nucléaire, EDF préside le Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN).

EDF met en œuvre des dispositifs de sondage de ses fournisseurs au travers de baromètres sectoriels. L'enquête « 360 Fournisseurs » permet à 900 fournisseurs de s'exprimer sur sa relation avec la Direction des Achats. Une part du questionnaire est réservée aux enjeux de la sous-traitance responsable. EDF bénéficie des résultats de l'enquête « Idyll » menée par le GIFEN auprès des fournisseurs de la filière nucléaire pour qu'ils s'expriment sur leur relation avec les différents donneurs d'ordre du secteur et sur la mise en œuvre du plan excell. EDF a également participé à l'enquête de l'Observatoire 2023 de l'association Pacte PME évaluant la qualité de la relation entre les grands donneurs d'ordre et les PME. Toutes ces enquêtes fournisseurs font l'objet d'une restitution auprès des panels sollicités et nourrissent les plans d'action d'amélioration continue des pratiques achats.

Dans chaque pays, pour nourrir le dialogue, promouvoir le développement de relations entre les fournisseurs d'EDF et les entreprises locales, la montée en compétences de ces entreprises, les entités animent des forums réguliers ou des dispositifs spécifiques tels que les agences « Une rivière, un territoire » au service du développement économique des territoires qui accueillent ses installations hydroélectriques.

Le premier Club fournisseurs dédié à la RSE s'est déroulé en octobre 2023 via une réunion de lancement organisée en région parisienne. Il a regroupé 80 fournisseurs stratégiques et a permis d'échanger sur l'état de l'art et les attentes des différentes filières en particulier sur les enjeux carbone et ressources. Au travers d'ateliers collaboratifs, les fournisseurs ont pu s'exprimer sur leurs attentes vis-à-vis d'EDF. Le Club fournisseur dédié aux enjeux RSE se prolongera en 2024 au travers de groupes de travail, par filière industrielle, sur les enjeux de la décarbonation et de la préservation de la ressource en eau.

3.4.2.3.2.4 Processus achats responsables

Les engagements et obligations du Groupe en matière d'achats responsables sont intégrés à chaque étape du processus achats y compris en amont, lors de la qualification des fournisseurs, ainsi qu'en phase de préparation des appels d'offres (voir notre Plan de vigilance – Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre, section 3.8.6.1.2).

Engagements du fournisseur via :

- la validation d'un engagement de conformité de la totalité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres). Cet engagement couvre les thématiques suivantes : la corruption, le blanchiment, le financement du terrorisme, la conformité aux sanctions internationales, l'absence de conflit d'intérêts. Les soumissionnaires s'engagent à se conformer aux exigences relatives à la loi sur le Devoir de vigilance : respecter les droits humains et les libertés fondamentales des personnes, garantir la santé et la sécurité au travail des personnes, protéger l'environnement, respecter la réglementation sociale et environnementale applicable à ses activités ;
- l'intégration de critères RSE dans les marchés, en intégrant des critères spécifiques au cahier des charges en fonction des risques identifiés sur chaque type de marché, ou pour répondre aux ambitions RSE du Groupe, comme le recours au secteur adapté et protégé, l'ancrage territorial ou l'intégration des PME dans le panel fournisseurs ;
- le développement de Partenariats Productivité (voir la section 3.4.2.3.2.8 « Partage des gains ») ;
- l'intégration systématique d'une Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés mise à jour en décembre 2022. Cette mise à jour se réfère à la raison d'être du Groupe et aux engagements pris par le Groupe en matière de RSE, et renforce la prise en compte du devoir de vigilance ;
- l'intégration d'une clause RSE dans les Conditions Générales d'Achat ;
- la surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir la section 3.4.2.3.3 « Surveillance des fournisseurs »).

Par ailleurs, EDF a renforcé sa démarche achats responsables sur les enjeux climatiques et de santé-sécurité.

En 2023, la Direction des Achats Groupe a fortement accéléré la prise en compte des enjeux environnementaux, en particulier la décarbonation, dans les pratiques contractuelles. Avec un indicateur incitatif (cible de 60 % des achats des catégories prioritaires avec prise en compte d'un levier RSE), les pratiques achats ont été outillées avec notamment :

- une « boussole », qui guide les acheteurs et les prescripteurs pour avoir une vision d'ensemble de tous les leviers RSE qui peuvent être envisagés avant, pendant et après l'achat ;
- un « questionnaire carbone et ressources », qui est soumis aux fournisseurs et peut faire l'objet d'une notation technico-économique. Ce questionnaire permet de mesurer l'engagement et la maturité de nos fournisseurs sur les questions environnementales pour les biens et services proposés ;
- des « fiches d'analyse de cycle de vie », rédigées pour chaque catégorie d'achat, qui permettent d'évaluer les enjeux environnementaux de la catégorie sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'un produit ou service, de synthétiser la maturité du panel de fournisseurs, et de capitaliser les leviers RSE achats concrets à utiliser pour cette catégorie ;
- des expérimentations autour de « calelottes carbone », pour intégrer dans les offres des fournisseurs une évaluation simplifiée, objective et homogène du bilan carbone du produit ou service faisant l'objet du marché. Les résultats fournis par les « calelottes » peuvent être valorisés sous forme de notation technico-économique ou de critère de correction de prix (en fixant au préalable un prix pour la tonne de carbone évitée).

Le déploiement de ces outils pour les catégories d'achats prioritaires a permis d'atteindre un taux de 61 % d'achats dans les catégories prioritaires intégrant des leviers RSE.

Suite au Comité exécutif du 21 mars 2022, il a été décidé que dans chaque métier, un niveau élevé d'exigences santé-sécurité doit être un incontournable dans la sélection des entreprises et que cette exigence doit être renforcée dans toutes les étapes de l'acte d'achat. Pour ce faire, une approche a été élaborée par enjeux santé-sécurité fondée par catégories d'achats permettant d'identifier les catégories les plus exposées (la maintenance de machines tournantes par exemple) afin d'intégrer les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique.

3.4.2.3.2.5 Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement les dispositifs décrits dans la section précédente (section 3.4.2.3.2.4 « Processus achats responsables »), les grandes directions ou grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. Un groupe de travail se réunissant deux fois par an permet à chaque entité de partager ses démarches achats responsables et ainsi de pouvoir travailler avec d'autres entités sur des sujets spécifiques. En 2023, le groupe de travail a notamment abordé les sujets suivants : la nouvelle charte RSE d'EDF avec ses fournisseurs et sous-traitants et la CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) et ses impacts sur les achats.

EDF Renouvelables

EDF Renouvelables cartographie les risques RSE sur l'ensemble de ses approvisionnements en tenant compte des risques pays liés aux lieux de production des fournisseurs, ainsi que de leurs éventuels risques réputationnels.

Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers :

- le processus de qualification des fournisseurs effectué en deux temps :
 - > une phase de collecte d'informations (*Request for information*) durant laquelle les fournisseurs répondent à une liste de questions et fournissent des documents sur leur management environnemental et sociétal, incluant des informations relatives aux Droits de l'Homme (politiques, codes de conduite, engagements, procédures, gestion de la *supply chain* et éventuelles sanctions),
 - > une phase d'audit pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF Renouvelables ;
- les clauses contractuelles. En signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à leurs propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.

Framatome

La Direction Supply Chain de Framatome prend en compte la RSE tout au long du processus achat Framatome, depuis les cahiers des charges et la définition de certains panels fournisseurs jusqu'à la contractualisation.

Outre les contrôles d'intégrité réalisés en fonction des risques éthiques de ses fournisseurs et les obligations RSE imposées à tous ses fournisseurs, Framatome a établi une cartographie des risques RSE (environnement, droits humains, santé, sûreté et sécurité) de ses approvisionnements fondée notamment sur des critères de risque pays (localisation des fournisseurs) et de risque activité (matières premières et métaux). Un focus particulier est mené pour les achats de Framatome concernant le projet de construction de la centrale nucléaire Angra 3 au Brésil. Sur la base de cette cartographie, un contrôle est opéré en vue d'apprécier le niveau de conformité des fournisseurs au devoir de vigilance à l'aide d'une évaluation documentaire RSE « ACESIA » réalisée par des auditeurs de l'AFNOR ou d'évaluations équivalentes fournies par les fournisseurs.

Dalkia

En 2023, Dalkia a poursuivi la refonte de sa démarche Achats responsables en développant une cartographie des risques RSE de ses achats comprenant 49 catégories d'achats et comptant environ 17 000 fournisseurs. Les risques ont été analysés sur les domaines environnement, relations et conditions de travail, droits humains, ainsi qu'éthique et conformité. Dix catégories d'achats sont considérées à risques : les fournisseurs d'équipements de travail, de gaz, de matériels de production de chaleur et de froid, de prestations multi-techniques, d'équipements et matériels mécaniques et hydrauliques, de produits pour le bâtiment, de produits chimiques industriels, de mesure et comptage, d'équipements électriques et d'échangeurs et sous-station.

Dans ce cadre, Dalkia a effectué en 2023 une actualisation du questionnaire d'auto-évaluation des sous-traitants, intégrant dorénavant un module RSE. En outre, la charte RSE entre Dalkia et ses fournisseurs a été actualisée et a fait l'objet d'une communication vers tous les fournisseurs référencés. Cette charte est applicable pour l'ensemble des bons de commande réalisés : elle est mentionnée dans les Conditions Générales d'Achat et, le cas échéant, intégrée aux conventions-cadres conclues.

Edison

Edison a mis en place un nouveau processus de qualification fondé sur l'utilisation de critères ESG à renseigner par les fournisseurs et comprenant des questions sur les objectifs de durabilité des fournisseurs et le calcul de l'empreinte carbone.

À travers son Code de conduite fournisseurs, Edison exige également de ses fournisseurs qu'ils respectent les droits humains et l'environnement. De même, les fournisseurs s'engagent à répliquer ces engagements auprès de leurs sous-traitants et à communiquer à Edison toute information utile concernant le respect de la protection de l'environnement tout au long de la chaîne de valeur.

Edison se réserve le droit de vérifier que les conditions de travail sur les chantiers de l'entrepreneur, de ses sous-traitants et de ses fournisseurs ne sont pas contraires aux engagements d'Edison (principes et droits fondamentaux définis par la Déclaration universelle des droits de l'homme des Nations Unies, le Pacte mondial des Nations Unies et la Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne sous l'Organisation internationale du travail).

En 2023, des rencontres ont eu lieu sur le thème « La durabilité dans la *supply chain* : une valeur partagée avec le territoire » qui consistent à impliquer l'ensemble de l'écosystème des parties prenantes de sa *supply chain* (fournisseurs, partenaires, acheteurs et collègues des business units de l'entreprise) sur les enjeux de durabilité en cohérence avec les visions territoriales. Une série d'entretiens a également été lancée avec un groupe de 100 fournisseurs pour étudier d'éventuelles améliorations ESG dans la chaîne d'approvisionnement.

Luminus

Luminus a mis en place une politique Achats responsables et un Code de conduite fournisseurs, dont l'acceptation est requise pour toute participation à un appel d'offres. La plateforme d'achat de Luminus permet de prévoir des critères de sélection spécifiques, selon les appels d'offres. Ces critères extra-financiers peuvent concerner notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.

EDF UK

EDF au Royaume-Uni réalise également une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et veille à la mise en place de mesures préventives (voir la section 3.3.2.3.4 « Mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).

3.4.2.3.2.6 Formation des acteurs de la filière achats

Les acheteurs sont sensibilisés à l'importance de la démarche achats responsables au travers, notamment, de leur cursus de formation. Chaque nouvel acheteur intégrant la Direction des Achats Groupe suit un parcours de formation appelé « PASS ACHETEUR », au cours duquel, lui sont présentés les grands principes des achats responsables. En 2023, la formation des alternants a été refondue sous forme d'un cas pratique intégrant des questions sur les enjeux RSE. L'offre de formation ouverte à tous les salariés d'EDF se compose d'un *e-learning* « achats responsables », disponible sur la plateforme de formation d'EDF, permettant de couvrir un plus large public, d'un module dans le parcours de formation « Environnement & Société » proposé par le Groupe, et d'une formation complète réalisée en distanciel avec un expert des achats responsables.

Un « serious game » a été développé et intégré dans l'offre de formation. Les participants à ce jeu se mettent dans la peau d'un acheteur pendant 1h. Ils doivent identifier les risques environnementaux et sociaux de leur achat, puis intégrer des leviers RSE en tenant compte du champ de contrainte de la prescription (augmentation des coûts ou des délais).

3.4.2.3.2.7 Offres d'affacturage inversé collaboratif

Le groupe EDF propose à ses fournisseurs l'affacturage inversé collaboratif qui leur offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d'échéance contractuelle, et ce dès l'émission du bon à payer par EDF ⁽¹⁾.

	2021	2022	2023
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	718	726	743
Montants concernés (en millions d'euros)	2 857	3 357	3 811

3.4.2.3.2.8 Partage des gains

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance opérationnelle du contrat grâce à la coopération étroite entre EDF et ses fournisseurs. Cette performance génère des gains partagés qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques, incluant parfois une dimension RSE.

Partenariats productivité	2021	2022	2023
Gains de productivité au périmètre EDF (en millions d'euros)	55,2	51,4	59,4

3.4.2.3.2.9 Médiateur d'entreprise et dispositif d'alerte

Le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise depuis 2010 qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit via son site Internet, soit par voie postale ⁽²⁾, recours indiqué sur les Conditions Générales d'Achat et sur le portail achat du Groupe.

Les fournisseurs peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe ⁽³⁾.

3.4.2.3.3 Surveillance des fournisseurs ⁽⁴⁾

3.4.2.3.3.1 Identification des risques RSE

La vérification du respect des engagements RSE des fournisseurs est principalement fondée sur les évaluations et les audits documentaires et sur place. La priorisation de ces audits repose sur une cartographie des risques qui couvre la totalité des catégories d'achats d'EDF, au périmètre des achats pilotés par la Direction des Achats Groupe.

En 2023, la Direction des Achats Groupe a renforcé la performance de son analyse des risques au regard de la loi sur le Devoir de vigilance. L'analyse de risques intègre dorénavant une pondération tenant compte du pays ou de la zone géographique. Voir le Plan de vigilance – 3.8.6.4.1 « Identification des risques saillants ».

3.4.2.3.3.2 Niveau de risques RSE

Les risques RSE en matière d'achats sont détaillés dans le Plan de vigilance en section 3.8.6.4.1 « Identification des risques saillants ».

3.4.2.3.3.3 Évaluations internes des prestations

La surveillance des fournisseurs, qui intègre un volet RSE, débute par l'évaluation interne des prestations. Elle est principalement assurée par le métier ou le *contract management*, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

Des audits RSE documentaires et sur place sont menés systématiquement (voir le Plan de vigilance – 3.8.6.4.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre – Évaluations des fournisseurs »).

	2022	2023
Nombre d'évaluations internes des prestations	~ 12 800	~ 16 500
Nombre de fournisseurs évalués	~ 2 300	2 619

Audits documentaires (RSE)

Renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseurs et les besoins des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution. En 2023, la Direction des Achats Groupe a poursuivi la campagne d'audits documentaires RSE portant sur les droits humains, spécialement en direction des fournisseurs relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains dans les domaines du textile, de l'électronique, du contrôle-commande et des matériels IT.

Toujours dans une approche de maîtrise des risques, des fournisseurs relevant de catégories à risque RSE résiduel majeur ont été questionnés (déménagement, gestion documentaire, manutention

dans les prestations tertiaires, carburants-combustibles, déchets conventionnels, béton, transport aérien, solutions applicatives, génie civil, matériels et accessoires de protection de la personne, processus nucléaires de maintenance, levage).

Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseur, les besoins des acheteurs et des métiers, et sur les contrats en cours d'exécution. Les catégories évaluées sont choisies en fonction des niveaux de risques qu'elles présentent mais également pour assurer une couverture totale des catégories en risque résiduel majeur sur une période de 2 à 3 ans.

Les évaluations permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Au cours de l'année 2023, ce sont plus de 1 000 fournisseurs qui ont été questionnés par la plateforme ACESIA.

(1) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

(2) mediateur.edf.fr | ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).

(3) edf.fr/edf/dispositif-alerte-groupe

(4) Cette surveillance s'exerce dès la qualification des fournisseurs. À titre d'exemple, EDF Renouvelables évalue ses fournisseurs d'équipements stratégiques éoliens et solaires dans ses processus de qualification qui comportent des critères sur l'ensemble des champs de la RSE.

Remarque : la part la plus importante des évaluations ayant été menée au cours du mois de décembre 2023, les contrôles et la consolidation des résultats par les équipes de l'AFNOR sont en cours. Une réflexion est en cours, et aboutira en 2024, pour réaliser un plus grand nombre d'évaluations documentaires en optimisant la sollicitation des fournisseurs, qui est le facteur limitant de l'exercice (en valorisant les outils de rating déjà existants par exemple, ou en couplant les évaluations spécifiques RSE avec les autres évaluations portées par la direction des achats).

Conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas d'évaluation insatisfaisante, un audit peut être demandé pour faire vérifier *in situ* par un organisme habilité si les impacts sociaux et environnementaux liés à l'activité du titulaire et de ses sous-contractants sont conformes aux dispositions du marché et de la Charte de Responsabilité Sociétale d'EDF. A contrario, en cas de résultats satisfaisants, les pratiques vertueuses des fournisseurs peuvent être mises en valeur, comme cela a été le cas dans l'outil de gestion des voyages professionnels de l'entreprise en indiquant les établissements s'étant distingués positivement par leurs pratiques.

	2022	2023
Nombre d'audits RSE sur place diligentés par le Direction des Achats Groupe	37	45
Part des audits réalisés hors de France (en %)	54	38

Conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à l'audit, il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont alors déclenchés pour vérifier la mise en œuvre des actions. Si les audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (Fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficaces, courrier de mise en demeure sans réponse...), la suspension ou rupture du marché est alors prévue dans les clauses contractuelles.

3.4.2.3.4 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

3.4.2.3.4.1 Chaîne d'approvisionnement charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un actif promoteur de Bettercoal, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. Bettercoal réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux. La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits de l'homme et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement.

JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de Bettercoal. En 2023, 52 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative Bettercoal et 48 % d'Afrique du Sud. Cette part des approvisionnements non couverte par Bettercoal est notamment due à la disponibilité d'un charbon de qualité spécifique ne pouvant provenir que d'Afrique du Sud dont les mines ne sont pas agréées Bettercoal. Certaines mines sud-africaines sont en cours de procédure d'adhésion pour 2024.

Audits RSE sur place diligentés par la Direction des Achats Groupe

Le scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementales, sociales et éthiques (notamment du point de vue des droits humains).

Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base de la cartographie des risques fournisseurs et du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats avec le concours des entités métiers. Les audits ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

Des audits RSE et qualité produits sont réalisés sur des catégories d'achats pour lesquelles des progrès sont attendus, telles qu'en 2023 les vêtements de travail, les travaux immobiliers, les transformateurs, les ouvrages en métaux, la radioprotection, le gardiennage et les prestations intellectuelles.

3.4.2.3.4.2 Chaîne d'approvisionnement uranium

EDF s'approvisionne principalement à long terme via des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan...). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

Référentiel d'audit

Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (World Nuclear Association) ⁽¹⁾. Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux dont *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment, The Global Reporting Initiative's (GRI), Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement et The International Council on Mining and Metals' (ICMM) Sustainable Development Framework*. La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minier (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits de l'homme, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la santé-sécurité des personnes et l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité déchets, réhabilitation des sites après extraction).

Audits

EDF réalise chaque année ses audits de mines via des moyens internes. Les rapports présentent des points forts, des recommandations et suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent des points liés à la santé-sécurité (port des équipements individuels de protection comme les gants ou les lunettes), à l'affichage des consignes de sécurité, au suivi des accidents, au contrôle radiologique, au suivi de l'empreinte environnementale (notamment les émissions de CO₂) ou des propositions relatives au bien-être au travail. Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue. Chaque fournisseur est audité tous les trois ans.

(1) Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.

Démarche de décarbonation

Dans le souci de renforcer ses engagements RSE, la Division combustible nucléaire (DCN) a mis l'accent sur la décarbonation. Cette approche vise à éclairer et valoriser auprès des parties prenantes les enjeux et chemins possibles pour ses activités vers la neutralité carbone, et inciter les différentes composantes de sa chaîne de valeur à infléchir leur propre trajectoire carbone. En 2023, la DCN a étendu sa démarche aux questions d'adaptation au changement climatique et de préservation de la biodiversité des installations de ses fournisseurs.

3.4.2.3.5 Sous-traitance responsable

3.4.2.3.5.1 Politique et accords

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs : donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ; faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, social (RSE et maintien des compétences) ; développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui du nouvel accord mondial RSE du Groupe signé le 19 juin 2018, ainsi que de l'accord sur la « Sous-traitance socialement responsable » signé le 19 octobre 2006.

3.4.2.3.5.2 Engagements

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés. Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir. Une gouvernance RSE organisée à tous les niveaux du Groupe : Conseil d'administration, Comité exécutif et Conseil de Parties Prenantes. Le suivi des engagements de l'Accord RSE est réalisé par le comité mondial RSE. Concernant EDF, un comité de suivi de l'accord de sous-traitance socialement responsable, composé des organisations syndicales signataires, se réunit deux fois par an.

3.4.2.3.5.3 Faits marquants 2023

Dans le domaine industriel

Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la « Charte de Progrès » signée entre EDF et les organisations professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2023 avec notamment des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3 en vue de la réduction de la charge d'activité.

Dans le domaine nucléaire, EDF organise des rencontres avec ses fournisseurs pour donner de la visibilité sur la charge à 10 ans. Des contrats EDF plus longs privilégient une relation de long terme avec les fournisseurs pour capitaliser sur les ressources et les compétences. Exemple : contrats EPR2, PIAT et contrats-cadres catalogue qui engagent EDF sur des durées plus longues que par le passé.

Dans le domaine des systèmes d'information

La politique *OpenSource* définie en 2016 reste d'actualité. Elle se traduit pour 2023 par les axes complémentaires suivants :

- déploiement et accompagnement des exigences RSE dans les Cahiers des clauses techniques particulières (CCTP) métier, et intégration des exigences dans le corpus de prescription maintenu par Politique Industrielle (DSIT) ;
- suivi des plans d'action fournisseurs lors des comités stratégiques ;
- mise en place du critère « sécurité des personnes » : formation, dispositif d'alerte et d'amélioration ;
- étude du recours dans le cadre de l'économie sociale et solidaire de prestations IT avec l'entreprise Innov & Co.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru et d'augmentation des sollicitations clients liés à la crise de l'énergie, le commercialisateur a maintenu son recours aux centres de contacts externes pour faire face aux variations de charge et couvrir l'amplitude horaire élargie. Ces centres externes ne sont localisés qu'en métropole. Les prestataires externes sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial (label « Engagé RSE Afnor »). Par ailleurs, dans le cadre des nouveaux marchés de prestations Relations Clients externalisées qui commenceront en janvier 2024, les prestataires externes mettent en place une collaboration avec des entreprises du secteur adapté pour enrichir la démarche RSE.

3.4.2.4 Autres formes de contribution au développement local

Le Groupe contribue au développement local par l'emploi, l'impôt, les achats, mais également par de nombreuses initiatives en faveur de la dynamisation du territoire, ainsi que par son action en matière d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

3.4.2.4.1 Dynamisation du tissu économique, social et humain

À l'échelon local, le Groupe déploie de très nombreuses initiatives pour aider à la dynamisation du tissu économique, social et humain en France (par exemple « EDF, une rivière, un territoire » ou l'accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo en Haute-Marne), au Royaume-Uni (par exemple l'accompagnement socio-économique des territoires de Hinkley Point) ou à l'international (par exemple autour des barrages de Nam Theun au Laos ou Nachtigal au Cameroun).

S'agissant du financement des projets diffus, SAFIDI, filiale à 100 % d'EDF via le holding EDEV, est un outil de l'engagement territorial au service des politiques du groupe EDF sur l'ensemble du territoire national. SAFIDI a pour objet d'accompagner le développement économique local, les implantations industrielles et l'essaimage grâce à des prêts participatifs accordés à des PME créatrices d'emplois sur des territoires à enjeux et à des prises de participations minoritaires dans des sociétés d'intérêt local type sociétés d'économie mixte, filiales de sociétés d'économie mixte (SEM) orientées vers la transition énergétique, Fonds de relance régionaux.

Au cours de l'année, SAFIDI a instruit une vingtaine de dossiers (participation, prêt participatif, prêt d'essaimage) à la demande des directions métiers et filiales du Groupe.

Ainsi, à la fin de l'exercice 2023, SAFIDI compte 83 participations minoritaires pour une valeur d'actif de 30 millions d'euros et 70 prêts pour un total d'encours de 1,7 million d'euros. SAFIDI détient également 100 % des titres de sa filiale Une Rivière Un Territoire Financement, outil d'ancrage territorial d'EDF Hydro, pour une valeur de 8 millions d'euros.

3.4.2.4.2 Accès à l'énergie dans les pays en développement

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie, comme le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun.

Au-delà des grands projets, EDF travaille à renouveler ses modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et économiques. L'action de mécénat du Groupe complète ce dispositif.

EDF développe des projets *off-grid* pour permettre la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel situés en Afrique comme ZECI en Côte d'Ivoire ou Bboxx au Togo (voir la section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de sa Fondation, d'Électriciens sans frontières (ESF), ou au travers de partenariats animés par ses filiales.

En 2023, la Fondation groupe EDF a soutenu 289 projets d'associations, pour un montant de 5 312 219 euros dont 34 projets à hauteur de 1 520 679 euros pour lesquels l'électricité est un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, par un apport combiné de financement et de compétences techniques de salariés du Groupe.

Depuis 1986, Électriciens sans frontières (ESF), dont EDF et Enedis sont partenaires, lutte contre les inégalités d'accès à l'électricité et à l'eau dans le monde.

3.4.3 Développement responsable des filières industrielles

Le Groupe s'engage à contribuer au développement des filières industrielles requises par la transition énergétique (énergies renouvelables, batteries, hydrogène...) ou à leur redynamisation (nucléaire) en développant, adaptant et redéployant les compétences nécessaires, et en mettant en place des dispositifs d'accompagnement, de reconversion et de protection des salariés en vue d'une transition juste.

3.4.3.1 Contribution du Groupe à la création de nouvelles filières industrielles

La contribution du Groupe à la création de nouvelles filières industrielles s'illustre notamment dans les domaines de l'éolien *offshore* et de la filière du démantèlement des réacteurs graphite.

3.4.3.1.1 Filière de l'éolien *offshore*

Les trois projets éoliens en mer de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer et de Saint-Nazaire, d'une capacité totale cumulée de 1 428 MW, ont été attribués à EDF en avril 2012 par le gouvernement français. Déterminants pour le développement de la filière industrielle française de l'éolien en mer, ils sont issus d'une large concertation et d'un travail de terrain menés par EDF Renouvelables et ses partenaires, aux côtés des acteurs locaux, des services de l'État, des industriels, des associations et des riverains. Si les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer sont encore en phase de construction, la mise en service complète est effective depuis novembre 2022 pour le projet de Saint-Nazaire. Depuis que la mise en service a été finalisée, le parc d'éoliennes de Saint-Nazaire est en capacité de produire l'équivalent de la consommation électrique annuelle de 700 000 personnes, soit l'équivalent de 20 % de la consommation électrique de la Loire-Atlantique. Le groupe EDF participe à la création d'une nouvelle filière industrielle française, créatrice d'emplois, en particulier sur le territoire de Loire-Atlantique.

Un partenariat avec Siemens Gamesa permettra de fournir les éoliennes de deux projets en France (Fécamp et Courseulles), tandis que GE Renewables Energy a livré celles du projet de Saint-Nazaire.

3.4.3.1.2 La filière du démantèlement des réacteurs graphite

Le démonstrateur industriel graphite (DIG), implanté près de Chinon (Indre-et-Loire) est une installation clé dans la stratégie de déconstruction des réacteurs graphite, qui permettra de réaliser des essais physiques et numériques sur des maquettes de ces réacteurs. Sa construction, achevée fin 2021, a mobilisé un groupement d'entreprises locales (80 % des achats et prestations ont été réalisés en local). Le site a été inauguré en présence d'élus, d'acteurs locaux et de partenaires qui ont pu apprécier le respect des engagements d'EDF, l'opportunité que représente cette installation pour la création d'emplois directs (une vingtaine répartie entre EDF et sa filiale Graphitech) et le tremplin pour les innovations que représente cette installation.

Le projet européen Inno4graph piloté par EDF/Direction des projets déconstruction et déchets rassemble pour la période 2020-2023, 13 acteurs du démantèlement dont le CEA, SOGIN (Italie), LEI (Lituanie) ainsi que Graphitech et Cyclife digital solutions, deux filiales d'EDF. Ce projet a pour but de concevoir des outils pour le démantèlement des réacteurs UNGG, qui seront testés dans le démonstrateur.

Le démonstrateur industriel graphite est la première installation d'EDF à recevoir le label *Collaborating Centre* de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique). Ce label est une reconnaissance de la communauté internationale pour la stratégie d'EDF de démantèlement des réacteurs graphite. Il prévoit un programme de travail sur la période 2021-2025.

3.4.3.2 Contribution du Groupe à la redynamisation de filières existantes

3.4.3.2.1 Le plan excell : être au rendez-vous des grands projets nucléaires

Annoncé en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets nucléaires. Avec un salarié sur deux qui travaillera dans le nucléaire en 2030 et qui n'est pas encore dans la filière, l'enjeu est d'attirer, former et recruter, puis accélérer l'expérience et les compétences des nouveaux arrivants. De nombreuses actions ont donc été conduites en 2023 pour répondre aux enjeux d'attractivité de la filière, de capitalisation et de développement des compétences. L'intégralité des engagements est disponible en ligne (edf.fr/plan-excell). Pour un développement concernant les réalisations de 2023 sur les 5 axes majeurs du plan, voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».

3.4.3.2.2 L'engagement du Groupe dans le cadre du programme France relance

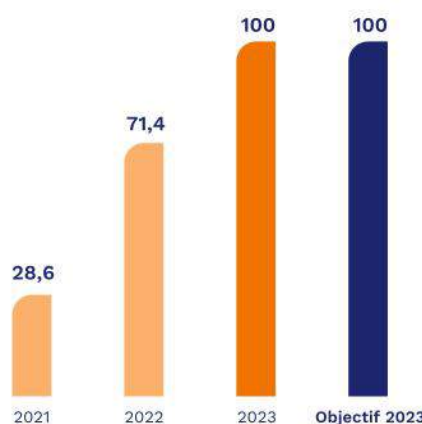
Le programme France relance

Les actions prévues dans le plan excell sont amplifiées et accélérées par le plan de relance. Le 27 novembre 2020, le gouvernement français annonçait un plan de soutien sectoriel dans le cadre du programme France relance, avec un volet nucléaire doté à hauteur de 470 millions d'euros.

Indicateur clé de performance du Groupe

La performance d'EDF au regard de l'engagement « Développement de filières industrielles » est effectuée sur la base du taux de déploiement des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de relocalisation et du maintien des compétences dans la filière nucléaire, dans le cadre du programme France relance. Ces actions de soutien consistent par exemple en la création d'un fonds de soutien aux PME et ETI du secteur, la création d'une Université des Métiers du Nucléaire, le soutien aux étudiants via l'octroi de bourses ou le financement de projets de réindustrialisation ou de relocalisation.

Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France relance) (en %)



3.4.3.3 Accompagnement dans le cadre de redéploiements de sites ou de métiers

Tous les salariés concernés par la perte de leur activité font l'objet d'un accompagnement spécifique. Ils bénéficient de dispositifs spécifiques en termes de mobilités prioritaires (accompagnement individuel personnalisé et accompagnement financier), parcours externes, congés de fin de carrière.

3.4.3.3.1 Activités ou territoires en décroissance

Une solidarité renforcée lors de l'arrêt de centrales

En France, des accords « spécifiques métiers » encadrent les fermetures du parc de production et prévoient les dispositifs de reconnaissance et d'accompagnement financiers particuliers. Les fermetures de centrales sont accompagnées d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

Les salariés des centrales de Fessenheim (fermeture en juin 2020) et du Havre (fermeture en avril 2021) bénéficient de mesures d'innovation sociale afin de faciliter leur redéploiement dans les entités d'accueil régionales du Groupe ou au périmètre national. À fin 2023, 97 % des salariés de la centrale Fessenheim et des salariés de la centrale du Havre ont trouvé un emploi à l'interne de l'entreprise.

Des instruments pour le maintien du dynamisme territorial : *Social Bonds* et CTE

EDF veille à développer de nouvelles activités économiques locales afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

Recours aux *Social Bonds* (obligations sociales)

Pour un développement complet, se reporter à la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (*Social Bonds*) émises par EDF ».

Le recours aux Contrats de transition écologique (CTE)

Le Groupe a recours aux contrats de transition écologique (CTE) qui, dans une démarche de concertation, associent les collectivités locales, les ONG et les entreprises d'un territoire et engagent une conversion du tissu économique local autour de projets durables, axés sur l'emploi. Grâce à la mise en place d'un contrat de transition écologique, la centrale thermique d'Aramon dans le département du Gard a fait place à une centrale photovoltaïque de 5 MWc, avec la mise en œuvre d'un programme de développement dans la transition énergétique locale, appelé *CleanTechBooster*. Grâce à l'accélérateur *Cleantechbooster*, 32 entreprises ont été accompagnées, 300 emplois ont été maintenus, 38 emplois ont été créés et 140 start-up ont été mises en relation avec des grandes entreprises ou des collectivités ⁽¹⁾. Plusieurs projets ont vu le jour pour développer la surveillance de la qualité de l'air dans des crèches ou encore le traitement d'eau industrielle en circuit *re-use*.

3.4.3.3.2 Directions ou filiales en décroissance

Mobilité renforcée et accueil des salariés

Priorité à la mobilité interne

Les volumes de salariés en redéploiement ont largement diminué ces dernières années (environ 200 salariés redéployés en 2023). Le principe de priorité à la mobilité interne est néanmoins maintenu : toute recherche de candidat(e) doit préalablement faire l'objet d'une recherche à l'interne.

Cursus de reconversion en alternance pour les salariés en reconversion

Le groupe EDF poursuit le développement de cursus de reconversion permettant aux salariés de monter en compétences sur de nouveaux emplois. Ces cursus ne visent pas seulement les salariés positionnés sur des emplois en décroissance mais également des salariés souhaitant volontairement s'orienter vers des emplois sur lesquels existent des besoins de grément. En 2023, 86 salariés, dont 1 salarié en situation de redéploiement, ont bénéficié d'un des neuf cursus formation reconversion mis en œuvre au cours de l'année.

(1) <https://cleantech-vallee.fr/cleantech-booster/>

Enedis Conseil & Action et EDF Impulsion

EDF a mis en place, à l'instar de 30 autres entreprises françaises (réunies au sein de l'Association française du conseil interne), deux équipes de conseil interne.

Enedis Conseil & Action et EDF Impulsion sont deux entités mises en place pour le groupe EDF pour permettre à des cadres de haut niveau d'être accompagnés pour réussir leur projet professionnel en mettant leurs compétences au service des métiers du Groupe, par

la réalisation de missions de conseil interne opérationnelles à enjeux. Ces structures accompagnent, par un suivi spécifique et ciblé, chaque membre de l'équipe, afin qu'il trouve un emploi correspondant à ses aspirations et aux besoins du Groupe sous 18 mois maximum.

Depuis sa création en 2020, EDF Impulsion a recruté 85 cadres expérimentés ayant réalisé environ 180 missions. 57 d'entre eux ont trouvé un nouveau poste après une durée moyenne de passage dans l'entité de 13 mois.

Mobilité et redéploiements en 2023

	2021	2022	2023
Salariés ayant trouvé en 2023 un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe	703	502	198
Salariés redéployés depuis 2018 (EDF)	2 993	3 495	3 693

3.4.3.3.3 Une mobilité renforcée à la maille du groupe EDF

La mobilité interne est désormais appréhendée à la maille du Groupe dans un objectif de construction de parcours diversifiés au sein des grandes filières Métiers (nucléaire, services énergétiques, énergies renouvelables, réseaux).

L'entreprise s'attache ainsi à rendre les salariés acteurs de leurs parcours en leur garantissant la visibilité sur les offres disponibles sur l'ensemble du Groupe et en les accompagnant sur une meilleure compréhension des besoins des entreprises à court et moyen termes.

Les offres d'emploi d'EDF et des filiales sont désormais accessibles aux salariés du Groupe via le Portail Mobilité Groupe.

Le Mois de la mobilité du groupe EDF

L'opération « Mois de la mobilité », premier événement mobilité à la maille du Groupe initié en 2022 a été reconduit en 2023. Cet e-forum mobilité, qui s'est tenu sur le mois de novembre, a permis à plus de 2 000 salariés de découvrir les métiers et opportunités d'emplois proposés dans les différentes Directions d'EDF et les filiales du Groupe. Plus d'une centaine de stands ont permis à des salariés en mobilité de rencontrer pendant un mois près de 400 conseillers RH et managers mobilisés pour cette opération.

Le CV *matching*

L'outil *matching* candidats mis place sur le site EDF Recrute est également déployé sur le Portail Mobilité Groupe. L'objectif de cette nouvelle fonctionnalité est d'optimiser l'adéquation entre le besoin et l'offre de compétence. Les candidats internes peuvent déposer leur CV et l'outil leur présente les offres les plus adaptées à leur profil.

3.4.4 Numérique responsable ⁽¹⁾

3.4.4.1 EDF, premier énergéticien labellisé Numérique Responsable

Le groupe EDF est engagé pour une transformation Numérique responsable, à la fois bas carbone, sobre en énergie, inclusive, éthique et à haute valeur ajoutée environnementale pour ses salariés et ses clients.

3.4.4.1.1 Feuille de route

Cette ambition est affirmée au plus haut niveau de l'entreprise à travers la feuille de route SI 2020-2025 du Groupe. Le Numérique responsable a été affiché comme une des priorités du Comité exécutif du groupe EDF le 17 septembre 2021 lors d'un séminaire sur la transformation numérique.

Cet engagement est piloté au travers du Comité de la Transformation numérique coprésidé par trois membres du Comité exécutif EDF et mis en œuvre au sein d'un programme dédié au Numérique responsable.

3.4.4.1.2 Charte numérique responsable

En signant la « Charte numérique responsable », EDF, Enedis et Luminus (auprès de l'Institut belge) ont donné force à leurs ambitions en s'engageant formellement à développer des services numériques durables, inclusifs et créateurs de valeur. Cette charte initiée par l'Institut numérique responsable avec le soutien du ministère de Transition écologique couvre l'ensemble des enjeux du Numérique responsable.

3.4.4.1.3 Label Numérique responsable

Fort de solides acquis, en mars 2021, EDF a été le premier énergéticien à obtenir le label Numérique responsable développé par l'Institut du numérique responsable avec le soutien du ministère de la Transition écologique et solidaire, de l'ADEME et de WWF. Dans ce cadre, 20 engagements de progrès opposables ont été pris et sont pilotés dans le cadre d'un plan d'actions 2021-2024 structuré autour de trois axes : développement d'un Numérique Responsable « *by design* », évolution de l'expérience utilisateur et innovation.

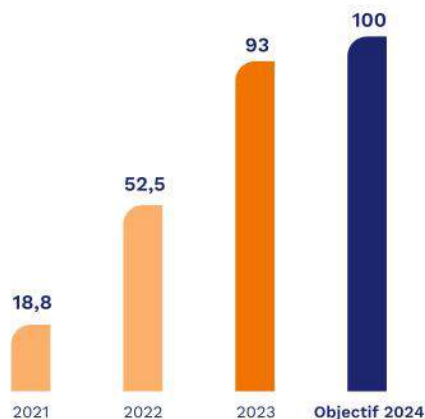
(1) Cette section pourra être utilement complétée par l'action menée par la R&D en section 1.5.1.4 « Accélérer la transformation digitale », et la section « Risques liés à la performance opérationnelle » en section 2.2.1, qui aborde notamment les questions de cybersécurité.

3.4.4.1.4 Engagement du Groupe

Indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur clé de performance concerne la réalisation des engagements pris auprès de l'Institut du numérique responsable. Le plan d'actions correspondant se décompose en 18 actions et 32 livrables associés. La réalisation du plan d'action doit être intégrale à fin 2024.

Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR) (en %)



3.4.4.2 Acculturation des salariés au Numérique responsable

La Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle a mis en place un mini-site dédié au Numérique responsable au sein de l'intranet du groupe EDF. Il regroupe notamment des vidéos pédagogiques (accessibilité, smartphones, impressions), des MOOCs Numérique responsable, des boîtes à outils et des interviews de salariés, managers et sponsors engagés dans la démarche.

3.4.4.3 Un usage raisonné des outils numériques

Afin d'amplifier et de compléter les engagements pris par l'entreprise depuis plusieurs années en matière de sobriété énergétique, EDF s'est doté en août 2022 d'un plan sobriété énergétique interne visant une réduction de 10 % des consommations clés de l'entreprise, grâce à des mesures volontaristes et à la mobilisation des salariés. Trois leviers principaux y sont actionnés dont l'optimisation des usages numériques.

3.4.4.3.1 Réduction de l'impact environnemental

Diminuer l'empreinte carbone du numérique suppose un usage raisonné de l'informatique et de la téléphonie, dont EDF cherche à réduire l'impact environnemental en allongeant la durée de vie du matériel en privilégiant l'économie circulaire et en s'attachant à réduire la consommation électrique moyenne des serveurs. Ainsi, en 2023 la durée de vie des postes de travail a été prolongée d'un an (voir aussi section 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire »).

3.4.4.3.2 Éco-conception

L'écoconception des services numériques permet d'intégrer les impératifs de sobriété énergétique et d'accessibilité dès la phase de conception. Dans cet esprit, Dalkia a lancé en 2021 le premier site Internet écoresponsable dans le secteur de l'énergie en divisant son nombre de pages par 4, soit une réduction de 64 % des émissions de CO₂ par rapport au site précédent. L'efficacité du code a également été revue, le nombre de serveurs a été réduit de 7 à 2 et le volume de sauvegarde a été limité. Enfin, ce site satisfait 94 % des critères du référentiel général d'amélioration de l'accessibilité (RGAA).

Afin d'ajuster au contexte SI du Groupe les recommandations d'écoconception disponibles dans de nombreux référentiels externes, le programme Numérique responsable a mis à disposition en 2023 un guide interne sur l'écoconception d'un service numérique, et un guide sur l'Intelligence artificielle responsable. Ce dernier encourage à simplifier les systèmes d'IA pour limiter leur impact environnemental, ainsi qu'à diversifier les données source afin d'éviter les biais.

EDF a choisi d'insérer une date limite de diffusion (DLD) dans toutes les publications de ses comptes de réseaux sociaux, pour ne pas maintenir inutilement des publications obsolètes.

3.4.4.4 Le numérique vecteur d'actions responsables

3.4.4.4.1 Économie de ressources

L'amélioration de l'efficacité énergétique des *datacenters* est un puissant levier pour réduire la consommation des services numériques d'EDF. Les *datacenters* sont certifiés ISO 50001 depuis 2015 et EDF est déjà parvenu à réduire de 15 % leur consommation énergétique en cinq ans, tout en doublant leur puissance de calcul.

Le groupe EDF considère le numérique comme un levier incontournable de développement responsable. Il ouvre la voie à des innovations réduisant l'impact en carbone ou en ressources du Groupe et des services qu'il propose comme la plateforme digitale EDF Reutiliz (voir la section 3.2.4.3.2. « Optimiser les matériaux et les matériels »).

3.4.4.4.2 Économies d'énergie chez les clients

Les solutions numériques permettent également des économies d'énergie chez les clients.

Grâce à la plateforme e.quilibre et à l'application « EDF et moi », les clients d'EDF peuvent suivre leurs consommations d'électricité sur leurs différents usages et cibler des économies d'énergie. Sur ces aspects du Numérique responsable, voir la section 3.1.3.2.4 « La qualité de service un gage de confiance ».

3.4.4.4.3 Le numérique au service du développement des clients

La chaleur fatale du *datacenter* EDF de Val-de-Reuil (Eure) va être récupérée pour la future société voisine Eurapharma, qui bénéficiera d'une température ambiante de 15 à 25 °C dans son entrepôt. Un projet gagnant-gagnant tant sur le plan écologique que sur le plan économique, qui débutera en juillet 2024 pour une durée de 10 ans, avec 6 GWh décarbonés par an pour Eurapharma, et un gain d'environ 1 million d'euros sur dix ans pour le Groupe grâce à la revente de cette chaleur.

Pour de nombreux exemples d'utilisation du numérique dans l'accompagnement et le développement des clients, voir la section 3.1.3 « Développement d'usages sobres de l'électricité et services énergétiques innovants ».

3.4.4.4.4 Transparence et partage des données (*open data*)

Les outils numériques favorisent la transparence et le partage des données. Depuis 2020, le groupe EDF a choisi de mettre à disposition ses données publiques, notamment ses comptes consolidés, indicateurs de performance extra-financière, capacités installées du Groupe, productions associées ainsi que des données opérationnelles telles que le débit moyen journalier en rivière d'EDF Hydro. Cela se concrétise au travers d'une plateforme d'*open data*.

3.4.4.4.5 Inclusion

Le numérique sera responsable et durable s'il est accessible et inclusif sans discrimination. C'est pourquoi EDF s'est doté en 2022 d'une nouvelle politique accessibilité numérique qui couvre à la fois l'environnement de travail des agents EDF en situation de handicap, l'accessibilité des services numériques externes et internes (site Internet, applications mobiles, intranet, messagerie) ainsi que des communications numériques (e-mailings, newsletters).

3.5 Gouvernance de la RSE

La gouvernance de la RSE s'appuie sur des lieux d'information et des instances de dialogue visant à toujours mieux identifier et prendre la mesure des risques et des opportunités propres à chaque enjeu, à chaque engagement. Cette identification constante est prolongée par un dispositif organisationnel complet visant à maîtriser la mise en œuvre des engagements du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées.

3.5.1 Politiques Groupe

3.5.1.1 Politique Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)

La politique Responsabilité Sociétale d'Entreprise du groupe EDF a été adoptée en Comité exécutif en 2021, en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

La performance environnementale, sociale et économique de l'entreprise provient d'abord des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre ces actions en formulant des exigences et des principes d'action communs visant à mettre en œuvre les 16 engagements RSE comme preuve du déploiement de la raison d'être du Groupe. Elle s'applique aux entités du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, et définit les priorités de niveau Groupe à l'horizon 2030 dont chaque entité assure la mise en œuvre, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

3.5.1.2 Autres politiques traitant de RSE (extension de la RSE)

Au-delà de la politique RSE, d'autres politiques Groupe portent divers aspects particuliers de la responsabilité d'entreprise (politiques RH, Fournisseurs, Éthique et Conformité, Sécurité nucléaire...). En déclinaison de la raison d'être du Groupe, la RSE s'étend progressivement à tous les domaines d'activité du Groupe.

3.5.2 Instances de gouvernance de la RSE

3.5.2.1 Conseil d'administration

La mission, les pouvoirs, la composition et le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF sont décrits en détail au chapitre 4, en section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ». L'un des Comités du Conseil d'administration, le Comité de responsabilité d'entreprise ⁽¹⁾, examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Pour plus d'information, se reporter à la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ».

3.5.2.2 Comité Stratégique RSE (CSRSE)

Présidé par le Président-Directeur Général, et composé des Directeurs Exécutifs du Groupe ⁽²⁾, le Comité Stratégique RSE examine de manière approfondie l'ensemble des sujets de RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration ⁽³⁾.

Le CSRSE s'est réuni à 4 reprises en 2023 et a notamment traité du développement des achats responsables et durables d'EDF, de la démarche de décarbonation des activités du cycle du combustible, des activités en matière de contribution carbone du Groupe, de la Trajectoire de Réchauffement de Référence Nationale pour l'Adaptation au Changement Climatique et des engagements biodiversité et ressources naturelles du groupe EDF.

3.5.2.3 Sustainable Development Committee (SDC)

Le SDC prépare les dossiers présentés en Comité Stratégique RSE et agit en comité de filière pour les compétences environnementales et sociétales. Il est présidé par la Directrice Impact, et est composé d'une vingtaine de représentants en charge du développement durable dans leurs entités. Le SDC s'est réuni à 6 reprises en 2023.

3.5.2.4 Direction Impact

La Direction Impact, anciennement Direction Développement Durable, est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

Ambition

Elle a pour ambition de faire de la performance environnementale et sociétale du Groupe, en tant qu'entreprise responsable et dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, une source de différenciation qui crée de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, actionnaires, clients).

Contribution à la transformation stratégique du Groupe

Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe, dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, en accompagnant les métiers et projets :

- dans la prise en compte concrète des enjeux environnementaux et sociaux (opportunités et risques) ;
- dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des quatre enjeux clés issus de la raison d'être dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles ;
- dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle de la RSE ⁽⁴⁾.

Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 » ⁽⁵⁾ du Groupe.

(1) Règlement intérieur du 8 octobre 2019.

(2) Ainsi que des Directeurs de la Communication, de l'Action régionale et de la Fondation du Groupe.

(3) Via son Comité de responsabilité d'entreprise.

(4) Voir la section 3.5.4.1 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».

(5) Voir la section 3.6 « Méthodologie ».

Animation de la RSE

La Direction Impact anime la RSE dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir la section 3.5.2.3 « *Sustainable Development Committee* »), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de management environnemental ou les réseaux de veille anticipative (voir les sections 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) » et 3.5.4.4 « Réseaux de veille anticipative »), animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes (voir la section 3.4.1.1 « EDF, une pratique du dialogue et de la concertation »).

Le schéma détaillé de la gouvernance générale du Groupe en matière de RSE est analogue à celui qui figure en section 3.1.4 « Gouvernance climatique ».

3.5.3 Dialogue social

3.5.3.1 Le dialogue social international et européen

3.5.3.1.1 L'Accord Responsabilité Sociale Monde

Au-delà des enjeux environnementaux pris en compte dans la stratégie du Groupe, EDF demeure un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés. Ce résultat est le fruit de divers engagements et dispositifs permettant de développer les compétences des salariés du Groupe, la diversité des profils ainsi que le respect des différences, d'accorder au salarié de vivre décemment de son travail, d'offrir un haut niveau de santé et de sécurité, un dialogue social fondé sur l'écoute et la transparence. Ces engagements et ces dispositifs forment un socle de valeurs qui servent de cadre à l'activité des filiales du Groupe.

Principes de l'accord

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale définit ainsi des principes sur plusieurs champs : le respect et l'intégrité ; le développement des femmes et des hommes ; le dialogue et la concertation ; le soutien aux populations et l'impact des politiques de l'entreprise sur les territoires.

Périmètre et durée

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de cet accord collectif et les filiales du Groupe le portent dans une logique de progrès, en l'intégrant notamment dans leurs plans d'actions stratégiques. Signé en 2018 pour une durée initiale de 3 ans, cet accord a été prolongé de 2 ans par avenant signé le 29 novembre 2021 à l'unanimité des signataires.

Suivi de l'accord

Le Comité mondial de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF (CDRS) est composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord : 11 organisations syndicales et 2 fédérations syndicales mondiales (PSI et IndustrialALL). La réunion plénière annuelle s'est tenue au mois de juin en région parisienne, précédée d'une journée de travail entre l'ensemble des organisations syndicales signataires. L'édition 2023 de cette rencontre physique a notamment été marquée par l'accueil au sein du CDRS d'un représentant du syndicat polonais NSZZ Solidarnosc. En tant que représentant des salariés de Dalkia Polska et Edison Next Poland (entrées dans le périmètre de l'accord après la signature de ce dernier), NSZZ Solidarnosc a souhaité siéger au CDRS afin de prendre une part active dans le dialogue social international sur la Responsabilité sociale du Groupe.

Cette rencontre a par ailleurs permis aux représentants des salariés d'échanger avec des représentants du Groupe sur différents sujets au cœur de leurs préoccupations tels que l'actualité des projets de développement internationaux, la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, la sécurisation des compétences pour répondre à la relance du nucléaire ou encore la façon dont le Groupe intègre la RSE dans sa politique achat.

Devoir de vigilance et dialogue social

Le CDRS constitue le lieu privilégié de dialogue avec les représentants des salariés sur l'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF. Depuis l'entrée en vigueur de l'accord en 2018, un point est systématiquement réalisé à chaque réunion du Comité de suivi de l'accord (3 fois par an en moyenne). Après avoir travaillé en 2022 sur l'amélioration des modalités d'association des représentants des salariés à l'élaboration du plan de vigilance, le CDRS a pu en 2023, contribuer à l'élaboration du 6^e plan de vigilance du groupe EDF dans de bonnes conditions permettant un dialogue de bon niveau entre la Direction et les membres du CDRS dont nombre de suggestions ont été prises en compte. Le CDRS a ainsi salué la qualité du travail accompli et le chemin parcouru depuis l'entrée en vigueur de la loi sur le devoir de vigilance et la nécessité de poursuivre dans cette voie de transparence et d'amélioration.

Par ailleurs, en mai 2022 puis en mars 2024, des représentants du personnel ont demandé des éléments de contexte concernant le projet NESTOR (voir la section 1.4.5.3.8 « Moyen Orient ») et ont souhaité être informés des suites. L'entreprise continuera d'y répondre dans le cadre du dialogue social.

3.5.3.1.2 Le comité d'entreprise européen (CEE)

Le comité d'entreprise européen est composé de 38 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises).

En 2023, le CEE a été réuni à deux reprises lors de deux séances ordinaires. Les séances ordinaires ont porté sur l'actualité des filiales européennes, le projet NUWARD SMR, le projet d'évolution de la Dires et des activités nucléaires du Groupe, les différents positionnements stratégiques des grands concurrents européens du groupe EDF, l'anticipation des changements climatiques, la présentation annuelle des comptes consolidés du Groupe, un échange avec le Président Luc Rémont et l'actualité des politiques européennes et leurs conséquences sur le Groupe.

Le Secrétariat du CEE a été réuni à deux reprises en 2023 en préparation des séances plénières et ces réunions ont permis d'échanger sur l'actualité du Groupe en Europe et l'évolution du périmètre géographique du CEE. Une réunion s'est tenue à proximité de Hinkley Point C, afin de faire un point d'avancement et une visite du chantier.

Au travers des groupes de travail (GT), les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec l'actualité européenne et les politiques Groupe (santé-sécurité, fermeture de sites, comptes consolidés, transition énergétique, égalité et diversité). À noter en 2023, la coordination entre le GT santé-sécurité et le Pôle santé-sécurité du Groupe pour l'organisation du Stop santé-sécurité d'octobre 2023 dans l'ensemble des sociétés du Groupe en France et Europe.

3.5.3.2 Le dialogue social en France

Dans un contexte marqué par la mobilisation contre la réforme des retraites, le 1^{er} semestre 2023 a été ponctué à EDF par une succession de journées de grève à l'appel d'une intersyndicale soudée dans le front du refus, par des modalités d'action dures sur le parc de production et la mise à l'arrêt presque complet du dialogue social (avec une interruption inédite des séances du Comité social et économique central (CSEC) de janvier à mi-mai).

S'en est suivie une période intense de reprise du dialogue social, entre séances du CSEC, du Comité Groupe France (CGF) et négociations (conduisant à des signatures unanimes : intéressement 2024, ensemble des accords liés au dialogue social 2023, avenant à l'accord mesures salariales 2023). Le projet d'évolution des métiers du nucléaire, annoncé par le PDG en juin 2023, a ouvert une nouvelle séquence de dialogue social sous toutes ses formes (bilatérales, intersyndicales, CSEC, CSE des entités concernées) sur une fin d'année marquée par un double scrutin (élection des administrateurs salariés du 5 au 12 octobre et election des représentants du personnel en CSE du 6 au 13 novembre), qui a confirmé le renforcement de la CFE sur l'échiquier syndical à EDF : + 1 siège d'administrateur salarié en Conseil d'administration (la CGT perdant 1 siège) et 1^{ère} place en termes de représentativité à EDF SA (avec 2,8 pts de plus que la CGT).

3.5.3.2.1 L'agenda social 2023 d'EDF

L'agenda social 2023 a fait l'objet de plusieurs échanges avec les Délégués syndicaux centraux au cours de l'année 2023.

Accords conclus à l'unanimité :

- accord 2023–2025 d'EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap ;
- accord collectif relatif au parcours des salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux ;
- protocole d'accord pré-électoral relatif aux élections des membres des comités sociaux et économiques d'EDF ;
- accord collectif relatif à l'intéressement 2023 ;
- avenant à l'accord collectif relatif aux mesures salariales individuelles pour l'année 2023 conclu à EDF ;
- accord collectif relatif à la mise en place des comités sociaux et économiques d'établissement et des représentants de proximité au sein d'EDF ;
- accord collectif relatif à la mise en place des délégués syndicaux et à l'exercice du droit syndical au sein d'EDF ;
- avenant n° 1 à l'accord collectif relatif aux contributions d'EDF au Plan d'épargne Groupe (PEG) et au Plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO) pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 ;
- avenant n° 4 au règlement du plan d'épargne pour la retraite collectif Groupe relatif aux contributions d'EDF pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 ;
- avenant n° 23 au règlement du plan d'épargne Groupe relatif aux contributions d'EDF pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024.

3.5.3.2.2 L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise EDF (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par la Directrice du Dialogue Social Groupe. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution ne relevant pas de la compétence des Instances représentatives du personnel (IRP) ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques. Pour l'année 2023, quatre séances ont été organisées en présentiel. Douze sujets ont été présentés lors de ces séances, dont les orientations de l'entreprise autour de la prévention des addictions, les actions menées dans le cadre de l'Université des Métiers du Nucléaire, le bilan des mesures salariales 2022, l'enquête My EDF 2023, la nouvelle plateforme de formation ou encore la mobilisation interne autour du projet du partenariat d'EDF avec les JO 2024. En complément, la présentation des quatre chantiers d'excellence opérationnelle lancés par le Président ainsi que les résultats de l'enquête My EDF 2022 ont fait l'objet d'un partage avec les coordonnateurs métiers du Groupe, invités pour la circonstance.

3.5.4 Leviers de transformation

Entreprise à mission

L'Assemblée générale mixte du 27 juin 2023, a acté le passage d'Enedis en « Entreprise à Mission » dans les statuts de l'entreprise. Enedis est ainsi devenue la première grande entreprise à mission française du secteur de l'énergie. Il s'agit d'une étape historique s'inscrivant dans une démarche globale de transformation et visant à renforcer la contribution de l'entreprise aux enjeux d'une société durable. Enedis a défini sa raison d'être ⁽¹⁾ dans ses statuts, ainsi que 5 objectifs sociaux et environnementaux qu'elle décide de poursuivre dans le cadre de ses activités. Ces objectifs sont accompagnés de leurs modalités de suivi, et l'exécution de la mission que l'entreprise s'est donnée sera contrôlée tous les 2 ans par un organisme tiers indépendant (OTI).

(1) « Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable. » cf. <https://www.Enedis.fr/presse/Enedis-devient-entreprise-mission>

3.5.3.2.3 Les instances représentatives du personnel d'EDF (IRP)

La cartographie des Instances de représentation du personnel compte en 2023, 48 comités sociaux et économiques (CSE) d'établissement et un Comité social et économique central (CSE Central) au sein d'EDF SA, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF).

Les élections professionnelles à EDF SA du 13 novembre 2023 ont permis le renouvellement de l'ensemble des membres des CSE d'établissements pour une nouvelle mandature de 4 ans.

3.5.3.2.4 Le Comité social et économique central (CSEC) d'EDF

Le CSE central, est composé de 25 représentants du personnel et de 4 représentants syndicaux.

Le calendrier habituel du CSE Central a été perturbé de janvier à mai par le boycott des réunions décidé par l'intersyndicale en opposition à la réforme des retraites. De ce fait, sur les 18 séances convoquées, 7 séances ont donné lieu à un constat de carence. Par ailleurs, 8 séances extraordinaires ont été organisées en 2023. Le CSE Central a eu à examiner les consultations récurrentes telles que la situation économique et financière ou la politique sociale d'entreprise, ainsi que des projets tels que l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power, des projets immobiliers inter-Directions, l'avancée des projets Nouveau Nucléaire de Flamanville 3, Jaitapur en Inde, Hinkley Point C et Sizewell C au Royaume-Uni, Dukovany en République tchèque. Parmi les dossiers marquants de 2023, le CSEC a été consulté sur le dossier d'autorisation de création de Penly 3, 4 et informé de l'état des réflexions sur le projet d'évolution de la Dires et des activités nucléaires du Groupe en septembre.

Le CSE Central a été renouvelé suite aux élections professionnelles à EDF SA qui ont donné lieu à la désignation des nouveaux membres du CSE Central. Le CSEC a été installé le 19 décembre 2023 pour la nouvelle mandature 2023 – 2027.

3.5.3.2.5 Le Comité Groupe France (CGF)

Le CGF, lieu de dialogue à l'échelle du Groupe en France, regroupe 28 représentants des salariés des filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, IZI Confort, Électricité de Strasbourg, Dalkia Electrotechnics).

En 2023, le CGF s'est réuni à 3 reprises, la séance du mois d'avril ayant été annulée dans le cadre du boycott décidé par l'intersyndicale en opposition à la réforme des retraites. Les 3 séances ordinaires ont donné lieu à l'examen des politiques du Groupe et notamment la mise à jour de la politique gestion des compétences, la situation de l'emploi, la mobilité et la formation, la situation économique et financière du Groupe, avec l'assistance d'un expert-comptable auprès des élus, les orientations stratégiques du Groupe, l'actualité des filiales en France et la visite du site éolien en mer de La Turballe d'EDF Renouvelables. Lors de la séance d'octobre 2023, le PDG du groupe EDF, Luc Rémond, est venu se présenter et échanger avec les élus sur les enjeux du Groupe en France.

3.5.4.1 Intégration des engagements dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

3.5.4.1.1 Lettres de cadrage et revues de performance

Les engagements RSE sont mis en œuvre et déclinés dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

3. Performance extra-financière

3.5.4.1.2 Investissements

Les projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe ⁽¹⁾ (CECEG) font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Lorsque nécessaire, la Direction Impact organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

3.5.4.2 Système de management de l'environnement (SME)

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de management environnemental (SME). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF (voir le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE ») qui définissent les orientations et performances environnementales à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes.

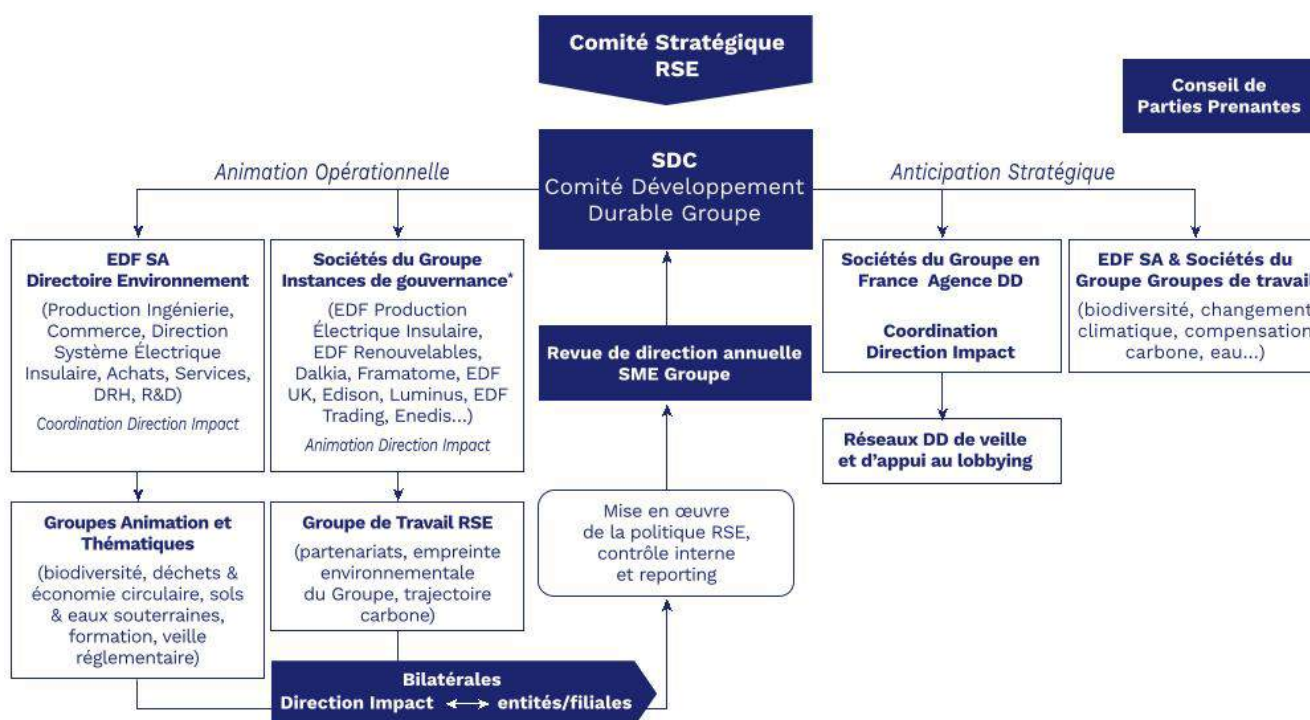
Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité ⁽²⁾ du Groupe met en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux, définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et autorité

associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting de durabilité obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

La Direction Impact assure la coordination générale du SME Groupe et les interfaces nécessaires avec EDF et les filiales à travers une animation opérationnelle du management de l'environnement qui implique la participation de chaque entité ayant des impacts environnementaux significatifs de niveau Groupe.



* Directoires environnement ou équivalent

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015). Tous les sites industriels sont couverts par un SME, et plus de 80 % par un SME certifié.

Sur la période de septembre 2022 à août 2023, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR confirment la qualité du leadership, des stratégies et des politiques construites en cohérence avec les enjeux territoriaux et les besoins et attentes des parties prenantes. Les auditeurs soulignent également le pilotage efficace et rigoureux des systèmes de management de l'environnement des entités et filiales certifiées et constatent une progression de la maîtrise des impacts environnementaux dans les

métiers, avec une prise en compte renforcée des enjeux liés au CO₂ et à la biodiversité. Ces audits ont permis de dégager 14 nouvelles non-conformités mineures, les 11 non-conformités mineures de la campagne d'audit précédente ayant été globalement levées. Des progrès sont encore principalement attendus sur la prise en compte systématique des impacts environnementaux dès la phase de conception, dans une logique d'économie circulaire et de la généralisation de la culture de la prévention des risques par la réalisation d'exercices réguliers. Des améliorations sont également attendues sur les méthodologies des analyses environnementales, le pilotage des plans d'actions avec une meilleure analyse des causes et le suivi de l'efficacité des actions correctives.

(1) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.

(2) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie, de distribution et de commercialisation de biens et services.

3.5.4.3 Pilotage des risques environnementaux

Les risques environnementaux, y compris ceux liés au changement climatique, sont intégrés au système de management de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe en lien avec la gestion des risques Groupe. Ils font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique RSE du Groupe.

3.5.4.3.1 Identification des risques environnementaux

L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »). Chaque société établit sa cartographie de risques, en lien avec la méthodologie du Groupe et définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques. Comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs portent sur les thématiques suivantes :

Principaux risques environnementaux	
Facteurs de risques	Activités les plus concernées
• le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre	Activités de production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile
• les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)
• la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes	
• la gestion de la ressource en eau	

La principale évolution réside dans l'observation des effets du changement climatique avec des températures en période estivale plus élevées et des épisodes de sécheresse qui renforcent la pression sur les milieux et sur certaines activités du Groupe, notamment les activités de production hydraulique et nucléaire.

À fin 2023, le Groupe compte 8 sites Seveso seuil haut ⁽¹⁾ et 32 sites Seveso seuil bas ⁽²⁾.

3.5.4.3.2 Maîtrise des risques environnementaux

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre son système de management environnemental Groupe. Il repose sur une politique active d'investissements intégrant les meilleures technologies disponibles (MTD) en matière de protection de l'environnement ; un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, comportant si besoin des opérations de dépollution ; un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ; des inspections et audits sur les sites de production et tertiaires ; une politique de gestion de crise.

Politique gestion de crise

La politique Groupe de gestion de crise prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 2.1.3.6 « La gestion de crise et continuité d'activité »).

Événement environnemental à enjeu (EVE) ⁽³⁾

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Aucun EVE

Les actions de maîtrise de surveillance et de contrôle des process de production ont permis de ne pas être confronté à un événement environnemental à enjeu impliquant un impact important sur l'environnement. Certains événements d'exploitation, tels que fuites d'hydrocarbures ou défaut de lignage dans les transferts d'effluent, peuvent être suivis de litiges issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (Autorité de sûreté nucléaire, Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement, etc.).

En 2023, le montant des amendes pénales prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 4 500 euros, réparties en trois contraventions de 1 500 euros pour des infractions environnementales dans le Loiret.

Réduction du risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement, lorsque cela est techniquement possible. Suite aux études R&D, des substitutions sont mises en œuvre telles que les huiles éco-acceptables pour la production hydraulique en cours de généralisation, le fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, les vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction Immobilier et Citelum), l'arrêt de l'utilisation de pesticides par la Direction Immobilière.

EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB ⁽⁴⁾ et PCT ⁽⁵⁾ de plus de 50 ppm en concentration. Ces plans d'actions, poursuivis en 2023, sont conformes aux prévisions. L'élimination totale est fixée à fin 2025 pour EDF SEI. Les métiers de production thermique et nucléaire ne disposent plus d'appareils dépassant ce seuil.

3.5.4.4 Réseaux de veille anticipative

EDF anticipe les évolutions des politiques environnementales et énergétiques afin de prendre les mesures appropriées pour garantir la conformité réglementaire et pour gérer les enjeux d'intégration au business ou de risque réputationnel. La Direction Impact anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe.

(1) Il s'agit des sites de Bellefontaine B, Pointe Jarry, Port Est et Jarrie en France, Hole House au Royaume-Uni, Collalto, Cellino et San Polito en Italie.
(2) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.
(3) Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.
(4) PCB : Polychlorobiphényles.
(5) PCT : Polychloroterphényles.

3.5.4.5 Processus de gestion des controverses

Le groupe EDF accorde une grande importance à l'identification, la prévention, l'atténuation et la remédiation des risques d'atteinte grave aux droits de l'homme, à l'environnement et à la santé-sécurité dans l'ensemble de ses activités et de ses projets, et à leur remédiation. Dans ce cadre, afin de permettre d'identifier et d'anticiper les risques de controverses ESG (Environnement, Social et Gouvernance), EDF a mis en place un double dispositif de gestion des controverses :

- Dans une logique anticipatrice et grâce aux outils de veille ⁽¹⁾, EDF identifie les risques de controverses ESG en France et à l'international aussi bien sur ses activités en exploitation que sur ses projets. EDF qualifie ces risques en concertation avec les entités et les pays concernés et décide des mesures et/ou des communications adéquates ;

- EDF fournit systématiquement, et en toute transparence, aux agences de notation des explications sur les sujets considérés comme controversés. Ce suivi s'applique notamment dans le criblage des projets éligibles aux financements par émissions vertes d'EDF.

3.5.4.6 RSE et rémunération des cadres

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe se fonde également sur des critères financiers et des critères RSE. Les critères RSE peuvent représenter jusqu'à 15 % de la rémunération variable des cadres dirigeants, et se composent d'un critère climat et de deux critères sociaux.

Un critère Climat, basé sur l'intensité carbone

	Poids dans la part Groupe des bonus	Résultat 2023	Objectif cible 2023	Taux d'atteinte 2023
Intensité carbone	30 %	37 gCO ₂ /kWh	50 gCO ₂ /kWh	120 %

Deux critères sociaux

Le LTIR global ⁽²⁾ et l'indice d'engagement ⁽³⁾ représentant à eux deux jusqu'à 30 % (respectivement 17,5 % et 12,5 %) de la part du bonus liée aux objectifs propres aux différentes structures du Groupe (Directions, sociétés). Depuis 2022, l'indice d'engagement remplace l'indice de leadership afin de renforcer le lien entre la rémunération des dirigeants et les engagements RSE du Groupe.

Par ailleurs, la rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE, à savoir : notation obtenue auprès de l'agence CDP (climat et eau) ainsi que le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent 20 % de cette rémunération variable.

En 2024, il est prévu de renforcer le poids des objectifs RSE dans la rémunération variable des cadres dirigeants en couvrant l'ensemble des scopes du bilan carbone et en introduisant un critère de mixité, en complément de celui qui existe déjà dans le plan de rémunération long terme.

3.5.4.7 Partenariats

Les partenariats constituent un engagement important pour le Groupe afin de faire la preuve de sa mobilisation pour la transition énergétique dans les territoires. Ces partenariats sont déclinés en cohérence avec la raison d'être d'EDF, construits dans le dialogue avec les parties prenantes et en résonance avec les quatre grands enjeux de Responsabilité sociétale d'Entreprise.

3.6 Méthodologie

3.6.1 Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par le reporting extra-financier ⁽⁴⁾ est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe. Il englobe EDF, ainsi que les filiales contrôlées exclusivement (intégration globale à 100 % de la valeur des indicateurs), conformément aux normes financières (IAS-IFRS).

Les contributions des entités mises en équivalences sont exclues du reporting de durabilité à l'exception de l'indicateur sur les capacités renouvelables en consolidation nette.

Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées au périmètre de consolidation dans l'année qui suit leur date d'acquisition pour les données environnementales et sociétales, dans l'année d'acquisition pour les données sociales dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données d'effectifs et de capacités de production sont présentées à la date du 31 décembre de l'année.

Les indicateurs sont remontés sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction financière ;
- des règles susmentionnées en termes de variation de périmètre ;

- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales :

- > concernant les données environnementales et sociétales, seules les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; en fonction des enjeux environnementaux, les données de certaines filiales incluses dans le périmètre financier peuvent ne pas figurer dans le reporting concerné, en raison de la nature de l'activité ou de la taille très peu significative,
- > concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF (Déclaration de performance extra-financière) s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting de durabilité du Groupe en vigueur en 2023. Dans l'éventualité de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

(1) Tels que tels que RepRisk.

(2) Voir la section 3.3.1.3.3 « Accidents du travail ».

(3) Voir introduction de la section 3.3 « Bien-être et solidarités ».

(4) Au sens de la Déclaration de performance extra-financière tel que défini par l'ordonnance n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 relative à la publication d'informations non financières.

3.6.2 Périmètres 2023

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31/12/2023	Périmètre Indicateurs environnementaux	Périmètre Indicateurs sociaux
Électricité de France, Enedis, EDF PEI, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, EDF ENR, Dalkia, Framatome, Cyclife holding, EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, MECO, Lingbao	X	X
EDF Trading	X *	X
Citegestion (évolution de Citelum), Iziconfort (ex Cham), IZI solutions, Izi Solutions Renov, G2S, Izivia, Energy2market, Sowee, Hynamics, EDF Andes Spa, China Holding, Agregio Solutions, EDVANCE		X

* Uniquement la filiale EDF Trading North America et sa filiale EES – EDF Energy Services (USA).

3.6.3 Précisions sur les informations RSE

3.6.3.1 Précisions sur la matrice de matérialité du groupe EDF

Pour l'historique complet de l'élaboration de la matrice de matérialité, voir l'URD 2022 inchangée sur ce point en 2023, section 3.6.3.1 « Précisions sur la matrice de matérialité du groupe EDF ».

3.6.3.2 Précisions sur les enjeux RSE

Pour la définition des 16 enjeux RSE, voir l'URD 2022, inchangée sur ce point en 2023, section 3.6.3.2 « Précisions sur les enjeux RSE ».

3.6.3.3 Précisions sur les indicateurs clé de performance (KPI)

Engagement Trajectoire carbone ambitieuse

KPI : Intensité carbone : émissions spécifiques de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur

L'indicateur est le ratio entre les émissions de CO₂ directes des centrales de production d'électricité et chaleur et leurs productions associées. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2023 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PwC (✓). L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Contribution carbone

KPI : Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone

Afin de sensibiliser les entités aux notions de contribution carbone et leur donner un cadre dans leurs initiatives d'achats de crédits carbone, la Direction Impact d'EDF a finalisé un guide d'application de la politique le 18 mai 2021, mis à jour en 2023. Le calcul de l'indicateur est fondé sur la conception et le déploiement de ce guide dans les entités, et sa mise en application au sein des entités concernées. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Adaptation au changement climatique

KPI : Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique

Le calcul de l'indicateur est adossé aux étapes du déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique. En cohérence avec les exigences de la TCFD ainsi qu'avec l'enjeu d'adaptation des ouvrages du Groupe face aux risques liés au changement climatique, EDF revoit tous les 5 ans ses plans d'adaptation. Le calcul de l'indicateur est fondé sur l'avancement de la mise en œuvre des nouveaux plans entre 2021 et 2023 au sein des entités concernées. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Développement des usages de l'électricité et services énergétiques

KPI : Émissions de CO₂ évitées grâce à la vente de produits et services innovants

En 2023, EDF a calculé les émissions évitées grâce aux activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, EDF Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Cet indicateur est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

Engagement Biodiversité

KPI : Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4nature international (2023-2025)

En 2020, EDF a introduit cet indicateur, en substitution du précédent indicateur relatif à la connaissance écologique du foncier. Ce nouvel indicateur reflète les engagements du Groupe dans le dispositif « Act4nature international », à la maille du Groupe.

Les objectifs sont labellisés dans le dispositif externe « Act4nature international » porté par l'initiative « Business for Nature ». Cet indicateur est à ce jour calculé sous la forme d'un taux de réalisation des actions engagées de 2023 à 2025. Ce taux de réalisation porte sur les dix-huit actions répondant aux engagements du Groupe 2023-2025 en matière : de réduction de la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ; de préservation, restauration, régénération ; de renforcement de l'amélioration des connaissances et de leur partage ; de transformation de nos processus, notre organisation et de nos compétences.

Engagement Gestion responsable du foncier

KPI : Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier

L'installation des solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier est fondée sur la mise en service de projets d'agrivoltaïque et/ou de projets de photovoltaïque flottant. La mise en service des projets phares du Groupe au plus tard 2026 attestera d'un déploiement complet. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Gestion intégrée et durable de l'eau

KPI : Intensité d'eau, eau consommée/production électrique du parc

L'indicateur est le ratio entre l'eau consommée et la production d'électricité du parc du Groupe (l/kWh). Les consommations d'eau pour la production de chaleur et d'autres activités du Groupe ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'indicateur. L'indicateur est au périmètre Groupe. La valeur 2023 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PwC (✓).

3. Performance extra-financière

Engagement Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

KPI : Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation

Le dénominateur de l'indicateur correspond à la quantité totale de déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués sur une période d'un an. Les tonnages de déchets conventionnels dangereux et non dangereux correspondant à la période concernée par le reporting prennent en compte les déchets : liés à une activité normale (production d'exploitation normale) ou exceptionnelle (chantier, travaux, construction, démantèlement, etc.) ; produits sur une période antérieure, entreposés depuis sur site en raison de l'absence de filière de traitement adaptée ou dans l'attente d'une massification avant évacuation, mais évacués sur la période en cours (déstockage de déchets produits sur une période antérieure). Le résultat de l'indicateur de performance correspond à la proportion de déchets conventionnels dangereux et non dangereux dirigés vers une filière de valorisation rapportée à la somme des déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Sûreté, santé et sécurité de tous

KPI : LTIR Global

Le taux de fréquence global du *Lost Time Incident Rate* (LTIR) du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles correspondant aux heures d'exposition aux risques⁽¹⁾ selon la CNAM⁽²⁾. L'indicateur est au périmètre Groupe.

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'intérim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés en section 3.4.2.3.5 « Sous-traitance responsable ». Il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés localement selon la réglementation du travail en vigueur et dont les circonstances montrent qu'ils sont liés à l'activité professionnelle. Les malaises, les accidents pendant les activités de *team building*, et les activités de la vie courante survenant sur le lieu du travail ne sont pas pris en compte.

Engagement Éthique, conformité et droits humains

KPI : Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement

L'objectif de ce KPI est annuellement de 100 %. Le délai ne doit pas excéder un mois à compter de la réception du signalement. L'indicateur clé de performance retenu concerne les signalements réalisés sur la plateforme BKMS[®] System. Cette plateforme garantit le cryptage et la conservation des données en toute confidentialité sur un serveur externe déconnecté des systèmes d'information du groupe EDF. Cet indicateur contribue à démontrer de manière continue l'importance qu'EDF accorde à la prise en compte des alertes et les moyens mis en œuvre pour le traitement des signalements effectués par les alerteurs via le dispositif d'alerte de niveau Groupe.

(1) Conservatoire national des arts et métiers

(2) Personnel mis à disposition d'organismes externes

(3) equator-principles.com

Engagement Égalité, diversité et inclusion

KPI : Taux de mixité, présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe

Les Comités de Direction sont des instances de décision répondant à tout ou partie des caractéristiques suivantes :

- la présidence du Comité est assurée par un cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- la présidence du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le Président du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour tout ou partie des salariés de l'entité ;
- le nombre de membres du Comité représente 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- le Comité se réunit au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de direction au sein d'une même filiale, ou membres à la fois d'un Comité de direction filiale et d'un Comité de direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois. Cet indicateur est calculé par le ratio du nombre de femmes dans les Comités de direction rapporté au nombre de personnes composant les Comités de direction. L'indicateur est au périmètre Groupe. Sont comptabilisées toutes les femmes membres du Comité de direction quel que soit leur statut (statutaire, non statutaire, CDI, CDD, AMADOE⁽²⁾, mise à disposition...). Les données sont arrêtées à fin novembre et non au 31 décembre. Le reporting couvre donc la période de novembre N-1 à novembre N.

Engagement Précarité énergétique et innovation sociale

KPI : Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie

L'Accompagnement Énergie (AE) est un dispositif déployé par téléphone par les conseillers clientèle et solidarité. Ce dispositif s'adresse à tout client connaissant une difficulté, notamment de paiement. Après analyse de la situation, le conseiller clientèle propose les solutions les plus adéquates : conseils personnalisés sur les modes de paiement, la réalisation d'économies d'énergie et, le cas échéant, vers des dispositifs de rénovation thermique. La collecte initiale est directement réalisée par les conseillers clientèle et solidarité dans les outils SI Commerce prévus à cet effet. Le KPI comptabilise le nombre d'actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif AE. L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre EDF SA.

Engagement Dialogue et concertation avec les parties prenantes

KPI : Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée

Il s'agit du nombre de projets supérieurs à 50 millions d'euros pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation appropriée a été engagée, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur »⁽³⁾, rapporté au nombre de projets en phase de cadrage ou en phase d'engagement en Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). L'indicateur est obtenu sur la base de la grille de criblage RSE ayant servi à évaluer les projets passés en CECEG. L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre Groupe.

Engagement Développement territorial responsable

KPI : Taux annuel d'achats à des PME en France

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le volume annuel des achats réalisés par EDF et Enedis auprès des PME situées en France, rapporté au volume annuel des achats totaux réalisés en France par EDF et Enedis. L'identification des PME est

réalisée par application des catégories INSEE, définissant qu'une PME (Petite et moyenne entreprise) compte moins de 250 personnes et a un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 millions d'euros. Le classement des fournisseurs dans la catégorie PME est réalisé par un prestataire auquel EDF demande de qualifier le fichier des fournisseurs, en vérifiant que ces PME ne sont pas contrôlées au-delà de 25 % par une grande entreprise ou par une ETI (Entreprise de taille intermédiaire). Le périmètre couvre la France, la localisation des PME étant certifiée à partir du n° SIREN. L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre EDF et Enedis.

Engagement Développement de filières industrielles

KPI : Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le nombre d'actions réalisées (achevées) et le nombre total d'actions programmées parmi les actions d'EDF soutenues par le programme France Relance. Ce plan d'actions comprend trois axes principaux : la contribution à un fonds de soutien aux PME/ETI de la filière nucléaire, le renforcement des compétences et enfin la réindustrialisation. En 2023, l'une des sept actions définies initialement est devenue inapplicable et a donc été sortie du champ du KPI. Par ailleurs l'une des six actions restantes, portant sur le nombre de boursiers BAC + 2 diplômés, a été mise à jour. Le taux d'avancement repose donc désormais sur le solde d'actions achevées sur les 6 actions totales couvrant les 3 axes cités ci-dessus. L'indicateur est au périmètre France.

Engagement Numérique responsable

KPI : Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du numérique responsable (INR)

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le nombre d'actions réalisées (achevées) et le nombre total d'actions sur lesquelles EDF s'est engagé dans le cadre de sa démarche Numérique responsable. Ce plan d'actions découle des engagements pris par EDF dans le cadre de sa labellisation Numérique responsable par l'INR. Ces engagements feront également l'objet d'un audit par Bureau Veritas. Il couvre plusieurs axes, notamment la communication, le poste de travail, les compétences, la politique achats, la conception responsable et les *datacenters*. L'indicateur est au périmètre EDF.

3.6.3.4 Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting de durabilité du Groupe en vigueur en 2022. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont produits sur la base des processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et autres processus relatifs à ces activités. Dans l'éventualité des données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1^{er} décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année N.

Précisions sur le bilan de gaz à effet de serre du Groupe

Le bilan GES du groupe EDF couvre les 3 scopes du GHG Protocol ⁽¹⁾, dont les émissions des six gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) exprimés en CO₂ équivalent (CO₂e). L'ensemble des postes significatifs listés par le GHG Protocol sont comptabilisés, allant de la fabrication du combustible à la vie de bureau des salariés :

- le scope 1 relatif aux émissions directes générées par les actifs : émissions de CO₂, CH₄ et N₂O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF₆ et de fluides frigorigènes ;
- le scope 2 relatif aux émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques des sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des *datacenters*, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ;
- le scope 3, qui comporte 15 catégories (au sens du GHG Protocol), relatif aux autres émissions indirectes générées chez les fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez les clients et fournisseurs (amont et combustion du gaz, de la production de l'électricité et de chaleur achetés pour revente à des clients finals) ou chez le groupe EDF et ses fournisseurs (amortissement des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des employés...) ⁽²⁾.

Le périmètre du bilan GES du groupe EDF comprend les entreprises suivantes et leurs filiales, réparties en France et sur une trentaine de pays : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF Trading North America, EDF Energy, Framatome, EDF Renouvelables, Norte Fluminense, MECO, Luminus, EDF China. Les principales sociétés non contrôlées par le groupe EDF et intégrées dans le scope 3 du bilan GES du Groupe sont les suivantes : Shandong Zhonghua, Datang San Men Xia, Fuzhou, Nam Theun, Sinop, Enercal, Électricité de Mayotte, Generadora Metropolitana et Elpedison. Les émissions de ces sociétés sont intégrées à la quote-part de détention de la société par le Groupe. Les émissions des sociétés non prises en compte dans le bilan carbone du groupe EDF sont estimées comme étant non significatives car représentant moins de 5 % des émissions comptabilisées.

Compte tenu de la complexité de la collecte des informations en janvier, certaines catégories des postes du GHG Protocol sont estimées sur la base du Bilan Carbone de l'année N-1 et mis à jour dans l'année en cours pour l'exercice suivant. L'ensemble des émissions de ces postes estimés ne représente que 0,8 % des émissions du Bilan Carbone 2022.

Précisions sur les émissions directes ⁽³⁾ de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF

Les émissions du scope 1 (équivalent CO₂) du groupe EDF sont composées des émissions directes de CO₂, N₂O, CH₄, SF₆ et d'autres émissions mineures estimées sur la base du bilan carbone complet de l'année N-1. Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour selon la référence issue du rapport du GIEC (6^e rapport du GIEC). Ils sont de 27,9 pour le CH₄, 25 200 pour le SF₆ et 273 pour le N₂O. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2023 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PwC (√).

(1) Le GHG Protocol est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le World Resources Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements. Il met à disposition un ensemble de ressources, outils et données pour le calcul de l'empreinte carbone (ghgprotocol.org/).

(2) Les résultats du bilan carbone du groupe en 2023 sont présentés en section 3.1.1.2.3 de l'URD 2023.

(3) Émissions directes de CO₂e, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

3. Performance extra-financière

NB : s'agissant de la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables, dans le cas particulier de Dalkia, et pour des raisons de technique de collecte dans les délais impartis, la quantité d'électricité fait l'objet d'une mesure tandis que la quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée sur la base de rendements de référence au regard de la consommation de combustibles renouvelables. Les émissions biogéniques associées sont présentées dans le Bilan Carbone Groupe publié annuellement sur le site www.edf.fr

Précisions sur la capacité renouvelable nette installée (GWe)

Les capacités électriques renouvelables nettes correspondent aux capacités de production électrique des entités pour lesquelles le Groupe porte une participation significative, et dont les capacités sont consolidées proportionnellement au taux de détention.

Précisions sur le taux de monographies territoriales dans le cadre du plan d'action CEMA (ADAPT)

Il s'agit d'un indicateur permettant de mesurer l'avancement du plan CEMA du programme ADAPT (voir la section 3.1.2.5). L'objectif cible est d'avoir réalisé en 2025 les monographies des 12 régions métropolitaines suivantes : Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Bretagne, Centre-Val de Loire, Grand Est, Hauts-de-France, Île-de-France, Normandie, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Pays de la Loire, Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Précisions sur le nombre de compteurs intelligents installés

L'indicateur comptabilise le nombre total de compteurs intelligents installés (posés) au 31 décembre de l'année de l'exercice. Ce total inclut tous les compteurs installés depuis le démarrage du déploiement des compteurs intelligents. Les seules entités du Groupe ayant cette activité sont Enedis, SEI, EDF au Royaume-Uni et la Direction Internationale. Le périmètre couvre le Groupe.

Précision sur le taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers

L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères « bas carbone » de l'initiative EV100⁽¹⁾) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF au 31 décembre de chaque année (en propriété ou location longue durée). On note, sans que cela ait un impact significatif sur les chiffres du Groupe, que l'actualisation des données du nombre de VL de la flotte de certaines sociétés n'est pas annuelle. À l'avenir, les véhicules d'intervention d'urgence seront sortis du nombre total de véhicules du groupe EDF (en effet, leur électrification pourrait occasionner des difficultés en matière de sécurité, par exemple dans le cas d'un véhicule ne disposant pas de l'autonomie ou de la charge nécessaire pour accomplir sa mission à un moment donné). Le périmètre couvre le Groupe.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes. Cet indicateur n'inclut pas les données relatives à la société MECO, la consommation d'eau étant négligeable (circuit ouvert de refroidissement).

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards. Les émissions de SF₆ du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite). Les émissions de certaines centrales ne sont pas significatives pour le Groupe et à ce titre ne sont pas reportées. Cela est le cas pour les émissions de poussière des centrales CCG, hors EDF, les émissions de N₂O et SF₆ de la centrale CCG de la société MECO, les émissions de la centrale de Dalkia Barkantine au Royaume-Uni. Les indicateurs sont au périmètre Groupe.

Précisions sur les déchets radioactifs

EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de très faible activité vie courte (TFA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets TFA-VC directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activité vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production.

Dans les deux cas, ces volumes correspondent :

- au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement ;
- au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'ANDRA) est appliquée aux déchets TFA-VC et aux colis envoyés par Centraco, le cas échéant. Il intègre la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompactés).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » (HMA-VL), le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement à la suite du traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est produit par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande, etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets de classe A (États-Unis et Belgique), comparables à des déchets de très faible activité, ne sont pas consolidés. Les déchets radioactifs sont expédiés et colisés selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

(1) Véhicule 100 % électrique sur batterie, véhicule hybride rechargeable avec *a minima* 50 km d'autonomie en électrique, véhicule équipé d'un prolongateur d'autonomie avec *a minima* 50 km d'autonomie en électrique, véhicule à hydrogène.

EDF au Royaume-Uni

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à moyenne activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final. Une mise à jour de l'inventaire national a été réalisée en 2019 et l'inventaire a été publié sur le site officiel du *UK Radioactive Waste Inventory*. Les déchets radioactifs de faible activité incluent les dessiccants, qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur les déchets radioactifs solides d'activité

L'indicateur concerne les déchets solides du parc de production nucléaire en exploitation. En France, l'indicateur couvre les déchets de haute et moyenne activité à vie longue. Au Royaume-Uni, l'indicateur couvre les déchets de faible activité (seule catégorie de déchets radioactifs évacués des sites de production). L'indicateur est au périmètre Groupe, où les activités associées aux déchets radioactifs concernent EDF et EDF au Royaume-Uni.

Précisions sur le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES

L'indicateur concerne le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). L'indicateur est au périmètre Groupe.

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)

L'indicateur comptabilise le nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers intervenus dans l'année. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Les accidents mortels salariés liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels des employés au travail, salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte, hors accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Les accidents mortels prestataires liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise, quel que soit le niveau de sous-traitance. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission et accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel ne sont pas intégrés dans le chiffre publié pris en compte.

Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences

L'indicateur est calculé par le ratio entre le nombre de salariés ayant suivi une action de développement des compétences et l'effectif physique en fin de période. Les actions de développement des compétences intègrent les formations, les heures passées en école par les personnes en contrat de professionnalisation et les actions de professionnalisation. Les salariés comptabilisés sont ceux (contrats de professionnalisation inclus) qui sont présents ou non à l'effectif fin de période et ayant participé au moins à une action de développement des compétences au cours de l'année.

Les actions de professionnalisation sont destinées à transformer des capacités et connaissances théoriques enseignées principalement en formation, en compétences pratiques, ancrées par leur mise en œuvre en situation de travail. Elles ont été formellement intégrées dans la définition de l'indicateur pour 2021. Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du reporting et les actions de professionnalisation non enregistrées avec un justificatif ne sont pas prises en compte. L'ensemble des actions de professionnalisation sont comptabilisées dans l'outil Groupe MyHR, ce qui assure un meilleur suivi. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Précisions sur le calcul des effectifs et mouvements

Depuis 2011, la collecte concerne l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec l'une des sociétés du Groupe. Pour les entités sorties du périmètre de consolidation au cours de l'année considérée :

- les indicateurs calculés en cumul depuis le début de l'année prennent en compte ces entités pour la période où elles appartenaient au périmètre de consolidation ;
- les indicateurs à date mesurés au 31 décembre représentent la situation à la fin de l'année et ne prennent pas en compte les entités sorties du périmètre de consolidation.

L'effectif comprend des salariés qui sont coemployés par EDF et ENGIE. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements. En effet, ils comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Les données de 2023 de cet indicateur font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PwC (√).

Précisions sur le nombre d'heures travaillées

- Nombre d'heures travaillées des salariés : la valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ». Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.
- Nombre d'heures travaillées des prestataires : le nombre d'heures travaillées de prestataires peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée. Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte. Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

Précisions sur le calcul de l'absentéisme

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absence par salarié et par an » est la somme des absences pour maladies, accidents de trajets et domestiques décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

3. Performance extra-financière

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail, de trajet et accidents domestiques. Les absences légales dues à la maternité (hors pathologies) ne sont pas prises en compte. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles n'entrent pas dans ce calcul. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées. Les absences consécutives à un travail en mi-temps thérapeutique sont prises en compte à raison de 50 % du temps de travail contractuel.

Précisions sur le décompte des maladies professionnelles

Depuis 2020, le nombre de maladies professionnelles est publié au niveau du Groupe suivant une définition commune à toutes les filiales du Groupe, soit le nombre de salariés présents au 31 décembre ayant déclaré une maladie professionnelle sur l'exercice, non rejetée par la CPAM.

Précisions sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

Précisions sur les dépenses de développement des compétences

Les dépenses de développement des compétences correspondent à l'ensemble des dépenses engagées pour la formation et la professionnalisation des salariés (présents ou non à l'effectif du 31 décembre) et entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre (pour les dates d'achèvement des actions concernées).

Précisions sur le nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation

L'indicateur comptabilise le nombre de consultations des clients particuliers sur les plateformes digitales (e-équilibre, EDF & moi) de suivi de consommation. Le périmètre couvre EDF hors DOM et Corse, étant donné que le déploiement des plateformes digitales n'est pas finalisé dans ces territoires. L'indicateur est au périmètre EDF.

Précisions sur le taux de salariés couverts par une convention collective

L'indicateur de dialogue social mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'OIT, les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site. Il y a deux types de conventions collectives : les conventions collectives à l'intention des directions sont des accords écrits relatifs aux conditions de travail conclus avec un employeur, un groupement d'employeurs ou une ou plusieurs organisations professionnelles ; et les conventions collectives à l'intention des salariés sont des accords impliquant une ou plusieurs organisations représentatives des salariés ou, en l'absence de telles instances, les représentants officiellement élus par les salariés et autorisés par ces derniers à les représenter, en accord avec les législations et réglementation nationales en vigueur.

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective. L'indicateur est le ratio entre ces derniers et l'effectif physique au 31 décembre. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.7 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant

3.7.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU

Dans le cadre des travaux qu'il conduit, le WBCSD ⁽¹⁾ a identifié des Objectifs de Développement Durable prioritaires auxquels les entreprises du secteur électrique doivent contribuer pour maximiser leurs impacts positifs ou minimiser leurs impacts négatifs ⁽²⁾. Le tableau suivant récapitule la contribution du groupe EDF au regard de cette grille d'analyse, et évalue sa contribution au regard des engagements, politiques et actions menées (avec renvoi aux sections de la DPEF concernées).

Le tableau suivant évalue la contribution du groupe EDF sur les autres Objectifs de Développement Durable de l'ONU :

3.7.2 Redevabilité au regard des recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement Net Zero des organisations non étatiques (UN HLEG)

Ce tableau fait la synthèse de l'alignement des engagements du groupe EDF au regard des recommandations du UN HLEG.

Recommandation	Description	Niveau d'alignement du groupe EDF
1. Annonce Net Zero	Les entreprises qui s'engagent à atteindre le Net Zero doivent faire valider cet engagement par une organisation tierce (e.g. SBTi, TPI, ISO, PCAF, PACTA). Cet engagement doit couvrir les 3 scopes d'émission pour l'ensemble des activités de l'entreprise et l'ensemble des zones géographiques, et doit viser le Net Zero au plus tard en 2050.	Engagement Net Zero restant à faire valider par une organisation tierce
2. Objectifs Net Zero	Les engagements Net Zero des entreprises doivent couvrir l'ensemble de la trajectoire carbone, et pas seulement l'objectif long terme. La trajectoire doit être alignée avec le scénario IEA NZE ou avec les scénarios NGFS, OECM ou GIEC 1,5 °C avec un overshoot limité ou nul. Des objectifs intermédiaires de réduction d'émission pour 2025, 2030, 2035 doivent être fixés (en émissions absolues et pas seulement en intensité, avec une division par deux des émissions entre 2020 et 2030) ainsi que des objectifs spécifiques sur le méthane lorsque cela est pertinent.	Alignement 1,5 °C restant à faire valider par une organisation tierce
3. Compensation carbone	Les entreprises sont « fortement encouragées » à recourir aux crédits carbone mais ceux-ci ne peuvent être utilisés pour atteindre les objectifs intermédiaires de réduction d'émission. Seuls des crédits carbone de haute intégrité environnementale et sociétale et correspondant à des puits de carbone peuvent être utilisés pour neutraliser les émissions résiduelles d'une entreprise pour atteindre le Net Zero. Les émissions liées aux puits de carbone et à l'usage des sols doivent être comptabilisées séparément.	Aligné
4. Plan de transition	Les plans de transition d'entreprise doivent contenir les éléments suivants : objectifs de réduction d'émission, modalité de vérification du bilan GES, plan d'actions de réduction d'émission, plan d'action spécifique pour réduire les émissions liées aux services et produits vendus par l'entreprise, plan d'engagement des fournisseurs, séquestration carbone, gouvernance, intéressement des dirigeants, investissements (en s'appuyant sur la taxonomie), dépense de R&D, actifs échoués, positions publiques sur le climat, transition juste, protection des écosystèmes. Les plans de transition doivent être mis à jour tous les 5 ans et les progrès rapportés annuellement.	Aligné mais à approfondir en lien avec l'application de la CSRD
5. Sortie des combustibles fossiles et accélération des EnR	Les entreprises doivent s'engager à sortir du charbon pour la production d'électricité d'ici 2030 pour l'OCDE et d'ici 2040 pour le reste du monde. Pour les autres combustibles fossiles, leur usage doit être progressivement réduit en cohérence avec le scénario IEA NZE. Cette transition doit « éviter » de se faire par cession d'actifs. Les entreprises doivent se fixer des objectifs spécifiques d'approvisionnement en énergie renouvelable.	Aligné
6. Lobbying et advocacy	Les entreprises doivent rendre publique la liste de leurs participations dans des associations professionnelles ainsi que leurs positions sur les politiques climatiques permettant d'atteindre le 1,5 °C et sur le prix du carbone.	Aligné
7. Biodiversité	Les entreprises doivent viser le zéro déforestation d'ici 2025 (y compris via les fournisseurs) et le zéro artificialisation des écosystèmes naturels restants d'ici 2030. Les entreprises doivent investir dans la protection et la restauration des écosystèmes au-delà de leur propre chaîne de valeur, y compris via l'achat de crédits carbone à haute intégrité. Les entreprises doivent anticiper la mise en œuvre de la TFND.	Aligné mais à approfondir en lien avec la TNFD
8. Transparence et redevabilité	Les entreprises doivent rapporter annuellement leur bilan GES vérifié par un organisme tiers et leurs progrès vers leurs objectifs Net Zero, dans un format compatible avec la future plateforme de l'UNFCCC. Les entreprises sont invitées à conduire des évaluations externes couvrant également leur gouvernance climatique, leur KPI, leur processus de contrôle interne.	Aligné
9. Transition juste	Les entreprises ayant des activités dans les pays en développement doivent démontrer comment elles contribuent au développement économique de ces régions, leur résilience, l'accès à l'énergie, la lutte contre les inégalités, etc.	Aligné (Plan de transition juste)
10. Réglementation	Non applicable aux entreprises.	Non concerné

(1) Le WBCSD, *World Business Council for Sustainable Development* (Conseil mondial des affaires pour le développement durable), est une coalition créée en 1995 de compagnies internationales unies par un engagement commun de développement durable.

(2) WBCSD, *Sector Transformation : An SDG Roadmap for Electric Utilities*, 2020.

3.7.3 Conformité aux meilleurs standards internationaux

Global Compact ⁽¹⁾



Le *Global Compact* des Nations Unies associe, sous l'égide de l'ONU, des entreprises et des ONG s'engageant à respecter 10 principes directeurs articulés en quatre volets : les droits de l'homme, les droits relatifs au travail, l'environnement et la lutte contre la corruption. Engagé dans le *Global Compact* depuis 2001, EDF publie chaque année une Communication sur le Progrès (COP) au niveau « *advanced* » depuis 2012.

Le Groupe se réfère également à la Déclaration sur les droits de l'enfant, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, à la Convention de l'OCDE sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales et à la Convention des Nations Unies contre la corruption. EDF promeut le droit international relatif aux droits de l'homme en reconnaissant les conventions fondamentales de l'OIT qui garantissent les principes et droits fondamentaux du travail et la lutte contre les discriminations.

Global Reporting Initiative (GRI) ⁽²⁾



Le GRI est une organisation internationale indépendante à but non lucratif créée en 1997 par l'association du CERES (*Coalition for Environmentally Responsible Economies*) et du PNUE (Programme des Nations Unies pour l'environnement). GRI aide les entreprises et les gouvernements du monde entier à comprendre et à communiquer leur incidence sur des questions cruciales de développement durable, telles que le changement climatique, les droits de la personne, la gouvernance et le bien-être social. Cela permet de prendre des mesures concrètes pour créer des avantages sociaux, environnementaux et économiques pour tous.

EDF intègre de longue date les évolutions des *GRI Standards*. Le tableau de correspondance entre les indicateurs du Groupe et ceux proposés par GRI est disponible sur le site Internet edf.fr et dans le Pack ESG.

Sustainability Accounting Standards Board (SASB) ⁽³⁾



Créée en 2011, SASB (Conseil des normes comptables de développement durable, SASB) est un organisme de normalisation indépendant à but non lucratif qui élabore et maintient des normes de reporting qui permettent aux entreprises du monde entier d'identifier, de gérer et de communiquer aux investisseurs des informations extra-financières et matérielles sur plan financier. Les normes du SASB sont fondées sur des données probantes, élaborées avec une large participation du marché et sont conçues pour être bénéfiques pour les entreprises et utiles pour les investisseurs. SASB a établi des normes propres à 77 secteurs d'activité identifiés dans son *Sustainable Industry Classification System*® (SICS®), Système de classification par secteur durable).

EDF est le premier énergéticien européen à intervenir en tant que conseiller au sein de l'organisation de SASB ⁽⁴⁾. À ce titre, EDF est impliqué depuis 2020 de manière proactive dans le processus de révision de cette norme pour permettre son utilisation à l'échelle mondiale. EDF a été l'un des principaux contributeurs de « *Globalization Project* » ⁽⁵⁾ du référentiel SASB qui reste à ce jour, pour certains sujets, propre au marché américain, notamment en matière d'environnement ou de régulation.

Pour les items dont la norme est identique (ex. *GHG protocol*) ou se rapproche des normes utilisées en France et en Europe, la Déclaration de Performance Extra-Financière 2022 d'EDF couvre la plupart des sujets de reporting exigés par SASB pour le secteur *Electric Utilities & Power Generators* :

	Sections de la DPEF
<i>Greenhouse Gas Emission & Energy Resources Planning</i>	Section 3.1.1
<i>Air Quality</i>	Section 3.3.1.6
<i>Water Management</i>	Section 3.2.3
<i>Coal Ash Management</i>	Section 3.2.4.3
<i>Energy Affordability</i>	Sections 1.4.2.1.2, 1.4.2.1.3, 1.4.2.2.1.1 et 3.3.4
<i>End use efficiency and Demand</i>	Section 3.1.3.3
<i>Nuclear Safety and Emergency management</i>	Section 3.3.1.1
<i>Grid Resiliency</i>	Section 3.1.3.2.1

3.7.4 Taxonomie européenne

3.7.4.1 Réglementation applicable

Dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe visant à atteindre la neutralité carbone en 2050 et en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), la Commission européenne a adopté, le 4 juin 2021, le règlement (UE) 2021/2139, définissant les critères d'examen technique de l'éligibilité et de l'alignement des activités au regard des deux premiers objectifs environnementaux (atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique).

Le règlement (UE) 2021/2178 dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté le 6 juillet 2021. Le règlement (UE) 2022/1214 couvrant certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz a été adopté le 9 mars 2022. Enfin, les règlements (UE) 2023/2485 et 2023/2486, modifiant

respectivement les règlements 2021/2139 et 2021/2178 ont été adoptés le 27 juin 2023. En particulier, le règlement 2023/2486 ajoute, à partir de l'année 2023, l'analyse de l'éligibilité des activités au regard des quatre autres objectifs environnementaux (ressources aquatiques et marines, économie circulaire, pollution et biodiversité), aux deux objectifs déjà visés par la réglementation.

Ainsi, cette réglementation vise à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux six objectifs environnementaux afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Une activité est dite **éligible** à la taxonomie si elle est incluse dans la liste des activités figurant dans la réglementation.

(1) globalcompact-france.org

(2) globalreporting.org

(3) sasb.org

(4) sasb.org/standard-setting-process/standards-advisory-group/#if

(5) sasb.org/standard-setting-process/active-projects/standards-internationalization-advancement

Une activité peut contribuer aux objectifs climatiques :

- par sa **performance propre** (par exemple s'agissant du groupe EDF : la production d'électricité d'origine renouvelable) ; ou
- lorsqu'elle permet directement l'exercice d'autres activités durables. Elle est alors qualifiée d'**activité habilitante** (par exemple s'agissant du groupe EDF : l'activité d'acheminement d'électricité) ; ou
- si elle favorise la transition vers une économie neutre en carbone et qu'elle ne peut être remplacée par des alternatives bas carbone réalisables techniquement et économiquement. Elle est alors qualifiée de **transitoire** (par exemple s'agissant du groupe EDF : certaines activités dans le secteur du nucléaire).

Une activité éligible sera dite « **alignée** » sur la Taxonomie si :

- elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple, en lien avec des seuils d'émission) ;
- elle remplit les critères d'innocuité (dits *Do Not Significantly Harm - DNSH*), c'est-à-dire qu'elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux ; et
- elle respecte les garanties minimales en matière de protection des droits humains, de lutte contre la corruption, de fiscalité et de lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir la section 3.7.4.3.3 « Respect des garanties minimales »).

Conformément à la réglementation précitée, le Groupe présente les trois indicateurs requis, fondés sur ses comptes consolidés : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« CAPEX_T ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX_T »), associée à des activités économiques alignées et éligibles à la Taxonomie.

3.7.4.2 Éligibilité des activités du Groupe à la Taxonomie

En tant que premier producteur d'électricité au monde sans émission directe de CO₂ ⁽¹⁾, le Groupe contribue principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Une très grande partie des investissements du Groupe est dédiée à la maintenance et l'extension de vie de ses actifs de production non carbonés (par exemple en moyenne 4,7 milliards d'euros par an d'investissement dans le grand carénage) qui sont régis par des cadres de sûreté réglementaires (pour l'hydraulique et le nucléaire) et qui incluent l'examen de risques extrêmes dont des événements climatiques.

Ces investissements ont pour objectif principal l'atténuation au changement climatique et concourent à la résilience du système électrique tout en intégrant les enjeux d'adaptation des actifs de production. Les investissements du Groupe s'élèvent à 19,1 milliards d'euros ⁽²⁾ en 2023, dont 95 % dédiés à la décarbonation. La part de ces investissements contribuant en 2023 exclusivement à l'objectif d'adaptation au changement climatique n'est pas significative (voir la section 3.1.2.2), les ratios taxonomie du Groupe sont donc présentés uniquement sous le prisme de l'atténuation du changement climatique.

De plus, en tant que producteur et commercialisateur d'électricité et de services énergétiques, le Groupe ne contribue pas substantiellement aux activités visées par le règlement (UE) 2023/2486 au titre de l'utilisation durable de la ressource en eau, de la transition vers une économie circulaire, de la prévention/réduction de la pollution et de la protection/restauration de la biodiversité. Toutefois, il est important de noter que la raison d'être du Groupe reposant sur une vision systémique des enjeux planétaires, le Groupe engage des dépenses pour ne pas nuire à ces objectifs, notamment dans le champ de la protection des ressources aquatiques et de la biodiversité.

3.7.4.2.1 Activités du groupe EDF éligibles à la Taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes du Groupe contribuent substantiellement à l'atténuation du changement climatique :

- **Activités liées à l'énergie nucléaire menées dans les pays de l'Union européenne** qui regroupent :
 - > la construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles (4.27) : projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes visant la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires *best available technologies* (couvre la production d'électricité, de chaleur, d'hydrogène mais également les opérations d'amélioration de ces réacteurs). Pour le Groupe, ces activités concernent pour l'essentiel la centrale de Flamanville 3, ainsi que les études réalisées dans le cadre des projets SMR et EPR2 en France ;
 - > la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes (4.28) en France et en Belgique : projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants.

Cette dernière activité en France a été analysée en prenant en compte les activités d'exploitation et de maintenance (contrôles réglementaires, programmes de maintenance...), les modifications, les remplacements de gros composants ainsi que les opérations conformes aux avis génériques de l'ASN reçus (palier 900 MW) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MW et 1 450 MW) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble des activités sur le parc nucléaire en exploitation en France est éligible au titre de l'activité 4.28.

En conséquence de cette définition, les activités liées à la production nucléaire et la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni sont exclues de la taxonomie européenne. Cela pénalise sensiblement les ratios taxonomie du Groupe, qui réalise notamment des investissements significatifs dans le cadre du projet d'Hinkley Point C.

- **Distribution d'électricité** : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9).
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique** qui regroupent :
 - > la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1) ;
 - > la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3) ;
 - > le stockage de l'électricité (4.10) ;
 - > l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6).
- **Production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques** : construction et exploitation d'installations de production d'électricité au moyen de centrales hydroélectriques (centrales à réservoir, centrales au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage) (4.5 ; 4.10).
- **Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie** (4.15 ; 4.20).

(1) *World ranking of zero direct CO₂ emissions power producers* (2022, TWh) (enerdata.net).

(2) Investissements nets présentés dans le cash-flow statement (CFS) dans l'Examen de la situation financière et du résultat 2023 (voir la section « 5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements »).

3. Performance extra-financière

• Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement qui correspondent à :

- > l'installation, la maintenance et la réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique (7.3), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3) ;
- > les dépenses de recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1).

• Activités liées au gaz fossile qui regroupent :

- > la production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.29) ;
- > la cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.30).

Ce tableau synthétise les activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile. Il est applicable pour chaque indicateur de la Taxonomie (voir la section 3.7.3.4) :

Activités liées à l'énergie nucléaire		
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible. (4.26)	NON
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles. (4.27)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté. (4.28)	OUI
Activités liées au gaz fossile		
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.29)	OUI
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.30)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.31)	NON

3.7.4.2.2 Activités du Groupe non explicitement mentionnées dans la réglementation

Certaines activités du Groupe ne sont pas explicitement mentionnées dans la réglementation mais, après analyse, ont été considérées comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique car elles peuvent être rattachées à des activités éligibles.

Ainsi, les **ventes d'électricité issue d'Obligations d'Achats** : ce dispositif législatif et réglementaire en vigueur en France oblige EDF à acheter l'électricité produite par certaines filières de production d'origine 100 % renouvelable puis à la vendre au même titre que la production propre d'EDF.

A contrario, s'agissant de l'activité d'agrégation : cette activité consiste à vendre l'électricité achetée à des producteurs d'électricité (renouvelable) ou à des acteurs disposant de capacités d'effacement. Même si l'agrégation joue un rôle incontournable dans le développement des énergies renouvelables, et donc dans l'atténuation du changement climatique, elle n'a pas été retenue comme éligible car le cœur du modèle économique s'apparente à de la commercialisation, qui est exclue de la Taxonomie.

3.7.4.2.3 Activités non éligibles au regard des textes en vigueur

Les activités ci-dessous sont celles pour lesquelles le Groupe n'a pas identifié de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la Taxonomie européenne ou ne sont pas couvertes par la réglementation :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible ;
- commercialisation de gaz ;
- achats ventes sur les marchés de gros dans le cadre des opérations d'optimisation d'électricité et de gaz ;
- production d'électricité d'origine nucléaire réalisée hors de l'Union européenne ;
- prestations de services nucléaires et ventes de combustibles.

À noter que le **chiffre d'affaires**, défini par la taxonomie correspond au montant total du chiffre d'affaires dans le champ de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ».

Pour le Groupe, cette définition exclut donc la marge de l'activité « *Trading* » du chiffre d'affaires de la Taxonomie, qui figure cependant dans les états financiers en chiffres d'affaires.

3.7.4.3 Alignement des activités éligibles du Groupe

Une activité éligible sera dite « alignée » sur la Taxonomie si elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux, si elle remplit les critères d'innocuité (dits *Do Not Significantly Harm* - DNSH), c'est-à-dire qu'elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux et si, elle respecte les garanties minimales.

La démarche et les conclusions des analyses menées sur ces conditions sont détaillées ci-après.

3.7.4.3.1 Analyse des critères de contribution substantielle

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque entité du Groupe a vérifié le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation du changement climatique.

L'ensemble des activités éligibles du Groupe respecte le critère de contribution substantielle, à l'exception d'une centrale hydroélectrique de faible capacité.

3.7.4.3.2 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)

Dans le cadre de l'analyse des **critères de non-nuisance (DNSH)**, EDF s'appuie sur son **système de management environnemental (SME)**, sa politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) et sa Charte Éthique qui engagent ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE).

Selon cette politique, le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures, adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes, intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations, adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique et enfin prendre en compte la dimension systémique du dérèglement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF prennent en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'il s'agisse des risques physiques ou des risques dits « de transition ». Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité du Groupe.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit ci-après.

En tant que gestionnaire de réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF s'engage en faveur d'une **gestion intégrée et responsable de l'eau** tant sur le plan quantitatif que qualitatif. Le Groupe veille aussi au partage de l'eau au sein des territoires dans lesquels il agit en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau (multi-usages sous contraintes climatiques).

En ce qui concerne **les déchets et l'économie circulaire**, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise (voir la section 3.2.4). Dans ce cadre, le Groupe agit sur les 3 piliers que sont l'éco-socio-conception, l'économie de fonctionnalité et l'écologie industrielle.

Le Groupe assume aussi sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés.

En matière de **prévention et contrôle des pollutions**, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées préoccupantes. L'application des MTD (meilleures techniques disponibles) dans les processus des installations en lien avec la maîtrise des pollutions permet d'assurer une gestion optimisée des effluents produits.

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et sa préoccupation majeure et permanente sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences.

La préservation de la biodiversité se révèle aussi un enjeu fort pour le groupe EDF. Les actions menées par le Groupe sont structurées autour des axes suivants : réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs, recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité, renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager, renforcer la gouvernance et la sensibilisation en matière de biodiversité.

Le Groupe a d'ailleurs pris des engagements en faveur de la biodiversité au moyen de deux dispositifs volontaires Entreprises engagées pour la nature et *Act4nature international*.

3.7.4.3.3 Respect des garanties minimales

Le respect du critère des garanties minimales par le Groupe, repose sur des processus solides en matière de protection des droits humains (voir la section 3.3.2.3 « Droits humains »), de lutte contre la corruption (voir la section 3.3.2.2 « Programme anticorruption et autres programmes de conformité »), de fiscalité (voir la section 3.4.2.2.1 « La politique fiscale du Groupe ») et de lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir la section 3.3.2.2.5 « La prévention des manquements au droit de la concurrence »).

Ces engagements sont par ailleurs exposés dans le référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF »⁽¹⁾. Leur mise en œuvre s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe et qui visent, dans une démarche de progrès, notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet. EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'après de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes, avec une attention particulière pour les droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles, communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs). Ces signalements font l'objet d'évaluation et donnent lieu si besoin à des mesures de remédiation ;
- dans les cas où une entité du Groupe fait l'objet d'avertissement, de sanction ou de condamnation des autorités dans le domaine des droits humains, la fiscalité, la lutte contre la corruption ou les pratiques anti-concurrentielles, le Groupe revoit les processus concernés et met en place des actions de remédiation afin de s'assurer du respect continu des garanties minimales.

Ce référentiel public s'applique à EDF et aux sociétés qu'elle contrôle⁽²⁾. En ce qui concerne Enedis, la filiale a établi son propre plan de vigilance afin de répondre aux exigences de la loi 2017-399 du 27 mars 2017.

(1) Référentiel disponible sur le site d'EDF <https://www.edf.fr/edf/dispositif-alerte-groupe>

(2) Hors Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

3.7.4.3.4 Analyse de l'activité nucléaire

En ce qui concerne l'analyse des critères techniques et environnementaux d'alignement relatifs à ses activités nucléaires en France, le Groupe s'appuie sur le règlement (UE) 2022/1214 relatif à certaines activités nucléaires. Les analyses menées couvrent le parc nucléaire existant ainsi que les projets de construction et d'exploitation de nouvelles installations (centrale de Flamanville 3, études en cours pour l'EPR2 et les SMR).

En synthèse, l'appréciation du respect des critères techniques se fonde notamment sur :

- la transposition en droit français des directives Euratom et le respect du traité Euratom et de la législation de l'Union en matière de droit environnemental (critères 1.a et 1.b) ;
- le cadre légal et réglementaire mis en place en France pour la sécurisation du financement des charges de long terme relatives au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, via l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de constitution de fonds (actifs dédiés ⁽¹⁾), l'ensemble du dispositif faisant l'objet de contrôles par l'autorité administrative (critères 1.c, 1.d et 4) ;
- l'existence d'installations de stockage définitif opérationnelles en France pour tous les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA) qui proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction, ainsi que le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui encadre la mise en service en France d'un stockage des déchets hautement radioactifs ⁽²⁾ (critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.27, critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.28) ;
- le respect par EDF des exigences applicables en matière de sûreté nucléaire, comme en attestent les résultats des contrôles de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), notamment s'agissant des performances accidentelles des gainages métalliques des combustibles nucléaires (critère 2) ;
- la mise en œuvre du processus de notification des projets conformément à l'article 41 du traité Euratom actuellement en vigueur (critère 3) ;
- la conformité aux critères de sûreté définis par la directive 2009/71/Euratom, notamment liés aux risques naturels extrêmes établis par la réglementation et aux orientations internationales les plus récentes de l'AIEA et la WENRA. Cette conformité est démontrée, s'agissant du parc nucléaire existant, par le processus de réexamen périodique mis en œuvre sur les installations et encadré par la loi (critères 5 à 7 pour l'activité 4.27 et critères 5 et 6 pour l'activité 4.28).

L'analyse des critères environnementaux a été menée en s'appuyant sur :

- l'étude Analyse du Cycle de Vie du kWh nucléaire EDF rendue publique en 2022 et qui conclut à un contenu carbone inférieur à 4 gCO₂eq/kWh, très largement en deçà du seuil de 100 gCO₂eq/kWh (réévaluation contribution substantielle) ;
- le dispositif de réévaluation de sûreté mis en œuvre lors des réexamens périodiques, qui vise à améliorer autant que possible la protection contre les risques ou inconvénients des installations nucléaires de base sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement, dans des conditions économiquement acceptables, compte tenu de l'état des connaissances, des techniques et des pratiques, des caractéristiques de l'environnement de l'installation (article L. 593-18 du Code de l'environnement) et de la prise en compte des risques des scénarios du GIEC ⁽³⁾ (critère DNSH « adaptation au changement climatique ») ;

- le cadre réglementaire propre à chaque centrale nucléaire qui définit les contraintes à respecter sur les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques, l'obligation de surveillance régulière de l'environnement et de déclaration aux pouvoirs publics et information au public (critère DNSH « utilisation durable de l'eau et des ressources marines ») ;
- la mise en œuvre par le Groupe, dans le cadre réglementaire qui lui est fixé, de la stratégie de fermeture du cycle du combustible nucléaire telle que définie dans les orientations de politique énergétique nationale. En outre, le Groupe optimise et gère les déchets conventionnels et radioactifs liés à l'exploitation et la déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (critère DNSH « transition vers une économie circulaire ») ;
- la mise en œuvre des procédures administratives définies par la réglementation, requises pour obtenir les autorisations nécessaires en matière de rejets radioactifs. S'agissant de la gestion des combustibles usés et des déchets, le PNGMDR répond aux directives Euratom et a vocation à garantir une gestion durable des matières et des déchets radioactifs dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement (critère DNSH « prévention et réduction de la pollution ») ;
- les études d'impact et analyses des incidences sur l'environnement et la biodiversité effectuées pour chaque installation en amont de sa construction et mises à jour en prenant en compte les évolutions réglementaires, les modifications des installations et de nouvelles données environnementales selon les critères définis par la directive 2011/92/UE modifiée (critère DNSH « prévention et restauration de la biodiversité et des écosystèmes »).

À la suite des analyses conduites, le Groupe conclut à l'alignement à la Taxonomie verte de ses activités nucléaires en France pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations.

3.7.4.3.5 Conclusion sur l'alignement des activités du Groupe

- **Activités nucléaires** : les activités nucléaires dans l'Union européenne, pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations, sont alignées.
- **Activités liées au gaz fossile** : à date, en raison des critères techniques notamment en termes de niveau d'émissions maximales (gCO₂/kWh), l'ensemble des activités de production d'énergie à partir du gaz du Groupe sont éligibles, mais non alignées.
- **Distribution d'électricité** : l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique** : l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Réseaux et cogénérations de chaleur ou de froid éligibles** : ceux utilisant plus de 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur, sont considérés comme alignés.
- **Production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques** : seule une infime portion ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle.
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement éligibles** : ils ont été considérés comme alignés sur la Taxonomie.

(1) Voir chapitre 6 États financiers, note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

(2) Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises. (Voir Chapitre 1, le Groupe, sa stratégie et ses activités §1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire)

(3) Rapports d'évaluation sur le changement climatique : incidences, adaptation et vulnérabilité, publiés périodiquement par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'organisme des Nations unies chargé d'évaluer les sciences liées au changement climatique, <https://www.ipcc.ch/reports/>

3.7.4.4 Indicateurs de la Taxonomie

Les trois indicateurs de Taxonomie : part de chiffre d'affaires (« Chiffre d'affaires_T »), des dépenses d'investissement (« CAPEX_T ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX_T ») reposent sur les données consolidées du Groupe (hors sociétés mises en équivalence) (Voir Chapitre 6 « États financiers »).

Lorsque les définitions de la réglementation ne donnent pas un niveau de précision suffisant, les principales conventions appliquées par le Groupe sont précisées.

Synthèse de la répartition des activités

Comme explicité, les activités du Groupe contribuent principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique et de façon marginale à l'objectif d'adaptation au changement climatique. Par ailleurs, les activités du Groupe ne contribuent pas substantiellement aux quatre autres objectifs environnementaux. Par conséquent, les ratios Taxonomie du Groupe sont présentés uniquement sous le prisme de l'atténuation du changement climatique (Voir la section 3.7.4.2).

2023	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	64 %	67 %	53 %	59 %	70 %	73 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

2022	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	66 %	69 %	38 %	44 %	72 %	74 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

n.a. : non applicable

3.7.4.4.1 Indicateur d'investissement « CAPEX_T »

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « CAPEX_T » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur** : l'ensemble des investissements dits « CAPEX_T » regroupant les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Il n'inclut donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités. Les CAPEX_T n'intègrent pas les subventions d'investissement.
- **au numérateur** : les dépenses d'investissement en lien avec :
 - > une activité éligible (ou alignée) : CAPEX liés à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) sur la Taxonomie,
 - > un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée sur la Taxonomie,
 - > des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligible (ou alignée) (non significatif pour le Groupe). Les principaux investissements individuels pour lesquels l'analyse de l'alignement n'a pas été réalisée concernent des bâtiments et des flottes de voitures en location.

Les actifs de supports tels que les systèmes informatiques ont été considérés comme alignés lorsqu'ils concernent des entités dont l'ensemble des activités a été classé comme aligné. Pour les entités dont la répartition des fonctions supports entre activités alignées et non alignées est complexe, les actifs de support sont qualifiés de non alignés.

Répartition des CAPEX_T par activité selon la Taxonomie

Les investissements CAPEX_T de l'exercice ont augmenté de 3,4 milliards d'euros en 2023 et s'établissent à 22,7 milliards d'euros contre 19,3 milliards d'euros en 2022. Leur répartition entre les activités est restée stable et la part des CAPEX_T associée à des activités durables (alignées), passe de 66 % en 2022 à 64 % en 2023. Ils sont réalisés pour une grande partie dans les activités de distribution d'électricité (déploiement du réseau, des compteurs), les activités nucléaires (notamment le programme Grand Carénage) et les énergies renouvelables.

Comme indiqué, l'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe qui investit notamment des montants importants, en particulier, dans le cadre du projet Hinkley Point C. Les CAPEX_T associés à la production d'électricité d'origine nucléaire ou à la construction de nouvelles installations nucléaires au Royaume-Uni, non éligible, représentent 5,8 milliards d'euros en 2023, soit 25 % des CAPEX_T du Groupe.

3. Performance extra-financière

CAPEX 2023			
Activités économiques	Code(s) (2)	CAPEX (3)	Part des CAPEX (4)
En millions d'euros			
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	4 992	22 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	834	4 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	5 298	23 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	463	2 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	901	4 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	1 589	7 %
Stockage de l'électricité	4.10	27	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	14	0 %
Production d'électricité par bioénergie	4.8	77	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	138	1 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	20	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	66	0 %
Production de chaleur/froid par bioénergie	4.24	24	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO ₂	6.15	31	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	7.4	15	0 %
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		14 489	64 %
dont activité habilitante		5 471	24 %
dont activité de transition		5 826	26 %
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	411	2 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	8	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	18	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	4.30	48	0 %
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	12	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	12	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	7.7	240	1 %
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		749	3 %
Total (A.1 + A.2)		15 238	67 %
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire, construction de nouvelles centrales nucléaires	4.27, 4.28	5 772	25 %
Autres activités non éligibles		1 702	8 %
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		7 474	33 %
TOTAL (A + B)		22 712	100 %

(1) Oui, activité éligible et alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

N - Non, activité éligible mais non alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

	Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)										
	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Economie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Economie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)	
	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	23 %	-	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	-	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	25 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	6 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	64 %						64 %	64 %	64 %	64 %	64 %	64 %	64 %	66 %			
	38 %						38 %	38 %	38 %	38 %	38 %	38 %	38 %	27 %			
	40 %						40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	27 %			
	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL											
	el	nel	nel	nel	nel	nel								3 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	3 %													3 %			
														69 %			

Information sur le plan CAPEX

Pour les années 2024, 2025 et 2026, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels et anticipe d’atteindre 25 milliards d’euros ⁽¹⁾ par an dont au moins 90 % alloués à des activités décarbonées.

Information sur les financements « verts »

Le 21 août 2023, EDF a émis des obligations vertes pour un montant de 325 millions de francs suisses (environ 339 millions d’euros) dont le produit net a été affecté au refinancement des investissements réalisés au premier semestre 2023 dans la distribution d’électricité liés notamment à l’adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 28 novembre 2023, EDF a procédé à une émission d’obligations senior vertes dédiée au parc nucléaire existant, pour un montant nominal de 1 milliard d’euros. Le produit net de l’obligation a été affecté au refinancement d’investissements antérieurs à 2023 dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l’extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d’EDF.

L’allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d’EDF fait l’objet d’une attestation de l’un des Commissaires aux comptes (voir la section 6.7 « Informations relatives à l’allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d’EDF »). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d’EDF.

(1) Selon la définition appliquée pour les Investissements nets présentés dans le cash-flow statement (CFS) de l’Examen de la situation financière.

3. Performance extra-financière

Réconciliation entre les CAPEX_T et les investissements présentés dans le tableau des flux de trésorerie et dans le tableau du cash-flow statement

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés d'une part, dans le tableau des flux de trésorerie (TFT) dans les États financiers consolidés (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2023 ») et d'autre part, au sein du cash-flow statement (CFS) dans l'examen de la situation financière et du résultat 2023 (voir la section 5.1.4 « Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements ») et les CAPEX_T.

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variations
CAPEX_T	22 712	19 315	3 397
Entrées de périmètre	(157)	(213)	56
Augmentation des droits d'utilisation (location)	(711)	(390)	(321)
Variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	(823)	(388)	(435)
Investissements incorporels et corporels au TFT (voir la section 6.1)	21 021	18 324	2 697
Subventions d'investissement	(313)	(554)	241
Autres dont sorties de périmètre	(1 608)	(1 375)	(233)
Investissements nets dans le CFS (voir la section 5.1.4)	19 100	16 395	2 705

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des CAPEX_T

Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	834	4 %	834	4 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	4 992	22 %	4 992	22 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX	8 663	38 %	8 663	38 %	-	0 %
8	TOTAL CAPEX_T	22 712	100 %	22 712	100 %	-	0 %

Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	834	6 %	834	6 %	-	0 %
3 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	4 992	34 %	4 992	34 %	-	0 %
4 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7 Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des CAPEX	8 663	60 %	8 663	60 %	-	0 %
8 Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des CAPEX _T	14 489	100 %	14 489	100 %	-	0 %

3. Performance extra-financière

	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	411	2 %	411	2 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	48	0 %	48	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX	290	1 %	290	1 %	-	0 %
8	Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des CAPEX _T	749	3 %	749	3 %	-	0 %

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	5 327	23 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	445	2 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX	1 702	8 %
8	Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des CAPEX _T	7 474	33 %

3.7.4.4.2 Indicateur « chiffre d'affaires_T »

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8.2.a du règlement (UE) 2020/852 est calculé comme la part du chiffre d'affaires net provenant de produits ou de services associés à des activités économiques éligibles (ou alignées) sur la Taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires consolidé hors *trading* (dénominateur) (voir la section 6.1 « Comptes consolidés », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). Il n'inclut donc pas le chiffre d'affaires réalisé par les sociétés mises en équivalence.

Répartition du chiffre d'affaires_T par activité selon la taxonomie

Le chiffre d'affaires_T (hors activités de trading) reste stable entre 2022 et 2023, et atteint 136 milliards d'euros. Ce niveau, qui reste élevé, est notamment dû à des ventes d'énergie (électricité et gaz) réalisées dans un contexte de prix de marché élevés. Par ailleurs, le redressement de la production nucléaire en 2023 (+ 41,4 TWh) après la forte baisse constatée en 2022 (- 81,7 TWh) en lien notamment avec le phénomène de corrosion sous contrainte, explique la hausse de la part du chiffre d'affaires_T aligné relatif à la production d'électricité d'origine nucléaire en France. Cependant, une part importante du chiffre d'affaires est réalisée par les activités de commercialisation (non éligibles). Ces différents éléments se traduisent dans les ratios de Taxonomie où la part de chiffre d'affaires_T des activités alignées augmente sensiblement, passant de 38 % en 2022 à 53 % en 2023.

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée et optimise ses moyens de production en fonction de l'équilibre amont-aval. En conséquence, le chiffre d'affaires comptabilisé fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, et tenant compte des achats/ventes marché, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir la section 5.1.3.1.1 « France – Activités de production et commercialisation »).

Le 4 décembre 2023, le groupe EDF a inauguré la centrale bioénergie de Port Est à La Réunion, en France, dont les moteurs qui étaient alimentés avec du fioul, fonctionnent désormais avec de la biomasse liquide élaborée à partir d'huile de colza. EDF rend ainsi totalement renouvelable, donc alignée, sa production d'électricité sur l'île, dans l'objectif du Groupe de faire des zones non-interconnectées des références en la matière.

Comme indiqué, l'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe. Le chiffre d'affaires associé à la production d'électricité d'origine nucléaire au Royaume-Uni, non éligible, représente 3,9 milliards d'euros en 2023, soit 3 % du chiffre d'affaires du Groupe.

3. Performance extra-financière

Chiffre d'affaires 2023			
Activités économiques	Code(s) (2)	Chiffre d'affaires (3)	Part du chiffre d'affaires (4)
		En millions d'euros	%
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	34 821	27 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	16 747	12 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	5 812	4 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	5 641	4 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	2 830	2 %
Stockage de l'électricité	4.10	462	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	898	1 %
Technologies de fabrication liées aux énergies renouvelables	3.1	12	0 %
Production d'électricité par bioénergie	4.8	553	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	720	1 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	4.20	1 072	1 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	500	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	1 641	1 %
Production de chaleur/froid par bioénergie	4.24	5	0 %
Production d'électricité/combustibles gazeux renouvelables non fossiles	4.7	414	0 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	5.9	7	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO ₂	6.15	70	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	7.4	9	0 %
Install., maint., rép. Instr. mesure, régulation perf. éner. bâtiments	7.5	13	0 %
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		72 227	53 %
dont activité habilitante		20 352	15 %
dont activité de transition		34 821	26 %
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	5 893	5 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	1 211	1 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	190	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	4.30	108	0 %
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	186	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	8	0 %
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		7 596	6 %
Total (A.1 + A.2)		79 823	59 %
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire	4.28	3 862	3 %
Autres activités non éligibles		52 364	38 %
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		56 226	41 %
TOTAL (A + B)		136 049	100 %

(1) Oui, activité éligible et alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

N - Non, activité éligible mais non alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

	Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)						Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Economie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Economie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)				
	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	14 %	-	T
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	12 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
	53 %						53 %	53 %	53 %	53 %	53 %	53 %	53 %	38 %		
	28 %						28 %	28 %	28 %	28 %	28 %	28 %	28 %	28 %	16 %	
	48 %						48 %	48 %	48 %	48 %	48 %	48 %	48 %	14 %		
	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
	el	nel	nel	nel	nel	nel								5 %		
	el	nel	nel	nel	nel	nel								1 %		
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
	6 %													6 %		
	0 %													44 %		

3.

3. Performance extra-financière

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre du chiffre d'affaires_T

Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	34 821	27 %	34 821	27 %	-	0 %
4 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7 Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires	37 406	27 %	37 406	27 %	-	0 %
8 TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES _T	136 049	100 %	136 049	100 %	-	0 %

Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	34 821	48 %	34 821	48 %	-	0 %
4 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7 Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur du chiffre d'affaires	37 406	52 %	37 406	52 %	-	0 %
8 Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur du chiffre d'affaires	72 227	100 %	72 227	100 %	-	0 %

3. Performance extra-financière

	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	5 893	5 %	5 893	5 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	108	0 %	108	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires	1 595	1 %	1 595	1 %	-	0 %
8	Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur du chiffre d'affaires _T	7 596	6 %	7 596	6 %	-	0 %

Activités économiques non éligibles à la taxonomie		(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	3 862	3 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires	52 364	38 %
8	Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur du chiffre d'affaires,	56 226	41 %

3.7.4.4.3 Indicateur « OPEX_T »

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « OPEX_T » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur** : les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), à l'entretien et aux réparations, ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant des immobilisations corporelles qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace de ces actifs ;
- **au numérateur** : les dépenses opérationnelles incluses dans le dénominateur qui :
 - sont en lien avec une activité éligible (ou alignée) : OPEX lié à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) sur la Taxonomie, ou
 - font partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer/étendre une activité alignée sur la Taxonomie, ou
 - correspondent à des OPEX_T individuellement éligibles (ou alignés), des achats de biens ou services liés à des activités éligibles (ou alignées) sur la taxonomie qui ne font pas partie d'une activité principale éligible (ou alignée).

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : « Autres consommations externes » et « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée). Ils intègrent également les dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale de Flamanville 3 présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir la section 6.1 « Comptes consolidés », note 7 « Autres produits et charges d'exploitation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023). Ils n'incluent donc pas les OPEX réalisés par les sociétés mises en équivalence.

Dans ces coûts, seules les natures de charges précisées ci-dessus sont prises en compte dans les ratios, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe inclut dans les OPEX de la taxonomie les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production, comprenant pour le parc nucléaire en exploitation, les charges liées aux opérations de conduite qui correspondent à des dépenses de surveillance d'installation. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien sont prises en compte dans les OPEX Taxonomie.

En ce qui concerne l'activité hydraulique et l'activité de distribution d'électricité, les dépenses relatives aux redevances de concession sont exclues du calcul des dépenses d'exploitation.

3. Performance extra-financière

Répartition des OPEX_T par activité selon le règlement Taxonomie

Les OPEX_T restent stables entre 2022 et 2023, à 9,7 milliards d'euros. La part des OPEX_T alignés diminue légèrement passant de 72 % en 2022 à 70 % en 2023 sur l'ensemble des activités.

Comme indiqué, l'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe. Les OPEX_T associés à la production d'électricité d'origine nucléaire au Royaume-Uni, non éligible, représentent 170 millions d'euros en 2023, soit 2 % des OPEX_T du Groupe.

OPEX 2023			
Activités économiques	Code(s) (2)	OpeX (3)	Part des OpeX (4)
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	3 097	32 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	673	7 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	1 102	11 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	444	5 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	178	2 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	42	0 %
Stockage de l'électricité	4.10	28	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	286	3 %
Production d'électricité par bioénergie	4.8	8	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	180	2 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	4.20	39	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	46	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	466	5 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	5.9	11	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO ₂	6.15	93	1 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	145	2 %
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		6 838	70 %
dont activité habilitante		2 166	22 %
dont activité de transition		3 770	39 %
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	180	3 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	4.15	45	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	4.30	20	0 %
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	14	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	3	0 %
Rénovation de bâtiments existants	7.2	3	0 %
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		265	3 %
Total (A.1 + A.2)		7 103	73 %
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire		170	2 %
Autres activités non éligibles		2 459	25 %
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		2 629	27 %
TOTAL (A + B)		9 732	100 %

(1) Oui, activité éligible et alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

N - Non, activité éligible mais non alignée à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

	Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)										
	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Economie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Economie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)	
	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N/ NEL ⁽¹⁾	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	32 %	-	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	9 %	-	T	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	11 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-	
	oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	H	-	
	70 %						70 %	70 %	70 %	70 %	70 %	70 %	70 %	72 %			
	32 %						32 %	32 %	32 %	32 %	32 %	32 %	32 %	23 %			
	55 %						55 %	55 %	55 %	55 %	55 %	55 %	32 %	41 %			
	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL											
	el	nel	nel	nel	nel	nel								2 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %			
	3 %													0 %			
														2 %			
														74 %			

3.

3. Performance extra-financière

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des OPEX_T

Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	673	7 %	673	7 %	-	0 %
3 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	3 097	32 %	3 097	32 %	-	0 %
4 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7 Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX	3 068	32 %	3 068	32 %	-	0 %
8 TOTAL OPEX _T	9 732	100 %	9 732	100 %	-	0 %

Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	673	10 %	673	10 %	-	0 %
3 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	3 097	45 %	3 097	45 %	-	0 %
4 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6 Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7 Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des OPEX	3 068	45 %	3 068	45 %	-	0 %
8 Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des OPEX	6 838	100 %	6 838	100 %	-	0 %

3. Performance extra-financière

Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	180	3 %	180	3 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	20	0 %	20	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX	65	0 %	65	0 %	-	0 %
8	Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des OPEX _T	265	3 %	265	3 %	-	0 %
Activités économiques non éligibles à la taxonomie							(en millions d'euros) (en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	170	2 %	-	-	-	-
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX	2 459	25 %	-	-	-	-
8	Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des OPEX _T	2 629	27 %	-	-	-	-

3.7.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

(Exercice clos le 31 décembre 2023)

À l'Assemblée générale des actionnaires,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société ELECTRICITE DE FRANCE (ci-après « l'entité ») désigné organisme tiers indépendant, « tierce partie » accrédité par le Cofrac (Accréditation Cofrac Inspection, n° 3-1862, portée disponible sur www.cofrac.fr), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations historiques (constatées ou extrapolées) de la déclaration consolidée de performance extra-financière, préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le « Référentiel »), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, (ci-après respectivement les « informations » et la « Déclaration ») présentées dans le rapport de gestion du groupe en application des dispositions des articles L.225-102-1, R.225-105 et R.225-105-1 du code de commerce.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Préparation de la déclaration de performance extra-financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans la Déclaration.

Responsabilité de l'entité

Il appartient à la direction de :

- sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- préparer une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- préparer la Déclaration en appliquant le Référentiel de l'entité tel que mentionné ci-avant, ainsi que
- de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie par le conseil d'administration.

Responsabilité du commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R.225-105 du code de commerce ;
- la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées), fournies en application du 3° du I et du II de l'article R.225105 du code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques,

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et d'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A.225-1 et suivants du code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention, notamment l'avis technique de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes, Intervention du commissaire aux comptes – *Intervention de l'OTI – Déclaration de performance extra-financière*, tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée) – *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information*.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L.821-28 du code de commerce et le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de treize personnes et se sont déroulés entre juillet 2023 et février 2024 sur une durée totale d'intervention de vingt-quatre semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une soixante-dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les directions responsables de la préparation de la Déclaration.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L.2251021 en matière sociale et environnementale, ainsi qu'en matière de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2^{ème} alinéa du III de l'article L.225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R.225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre

de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ; nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :

- > apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus au regard des principaux risques et politiques présentés, et

- > corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes présentées en annexe. Pour certains risques, nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante ; pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités : EDF SA, DPNT, EDF Hydro, EDF PEI, Dalkia, Enedis, EDF Renouvelables, EDF Energy, Edison. Les risques pour lesquels les travaux n'ont été menés qu'au niveau de l'entité consolidante sont les suivants : Solution de contribution carbone, Adaptation au changement climatique, Biodiversité, Gestion responsable du foncier, Ethique, conformité et droits humains, Précarité énergétique et innovation sociale, Dialogue et concertation avec les parties prenantes, Développement territorial responsable, Développement des filières industrielles et Numérique Responsable.

- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L.233-16 le cas échéant avec les limites précisées dans la Déclaration ;

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;

- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants présentés en annexe, nous avons mis en œuvre :

- > des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;

- > des tests de détail, sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices, à savoir EDF SA, DPNT, EDF Hydro, EDF PEI, Dalkia, Enedis, EDF Renouvelables, EDF Energy, Edison, et couvrent entre 20 % et 100 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation ;

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Fait à Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2024

L'un des commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

Cédric HAASER
Associé

Auréli CASTELLINO-CORNETTO
Associée au sein du Département Développement Durable

Annexe : Liste des informations que nous avons considérées comme les plus importantes

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs :

- Emissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF ;
- Emissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 2) du Groupe EDF ;
- Emissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 3) du Groupe EDF ;
- Intensité carbone : émissions spécifiques de CO₂ due à la production d'électricité et de chaleur
- Emissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals ;
- Emissions du gaz vendu aux clients finals ;
- Capacités de production électrique renouvelables nettes installées ;
- Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone au sein des entités concernées ;
- Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique ;
- Emissions de CO₂ évitées grâce à la vente des produits et services innovants ;
- Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du Groupe EDF ;
- Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation ;
- Nombre de compteurs communicants ;
- Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4nature
- international ;
- Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier ;
- Intensité eau : eau consommée / production électrique du parc
- Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation ;
- Quantité de déchets radioactifs solides d'activité – France : volumes de déchets radioactifs
- solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue ;
- Quantité de déchets radioactifs solides d'activité – Royaume-Uni : volume de déchets
- radioactifs solides à Faible Activité évacués ;
- Quantité de déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) de déconstruction et industriels –
- Groupe en France ;
- Quantité de déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) de déconstruction et industriels – Groupe en France ;
- Quantité de déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) – EDF ;
- Quantité de déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc) – EDF
- LTIR Global (salariés et prestataires) ;
- Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires) ;

- Taux de gravité (salariés) ;
- Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES ;
- Taux de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement ;
- Effectif total au 31 décembre 2023, réparti par genre et par âge
- Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe ;
- Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences ;
- Nombre d'actions de conseils effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du
- dispositif de l'Accompagnement Énergie ;
- Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en cohérence avec les principes de l'Équateur) ;
- Taux annuel d'achats à des PME en France ;
- Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance) ;
- Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)

Informations qualitatives (actions et résultats) :

- Sortie du Charbon en 2030 et fermeture de 82 % des tranches charbon exploitées entre septembre 2019 et mars 2023 ;
- Construction d'un laboratoire de captage de CO₂ ;
- Dépôts de nouvelles installations réseaux en 2023 via le Plan d'Adaptation aux Aléas Climatique ;
- Plan de mobilité l'électrique : déploiement de 340 000 Points de Charge en 2023 ;
- Renouvellement d'une convention avec le Conservatoire d'Espaces Naturels ;
- Mise en service de la première centrale photovoltaïque flottante sur une retenue hydroélectrique de France ;
- Réutilisation et refroidissement de l'eau ;
- Optimisation des matériaux et les matériels via EDF Reutiliz ;
- Actualisation des auto-évaluations du système de management santé-sécurité au regard du cadre de référence BEST ;
- Résultats 2023 de la procédure d'alerte EDF ;
- Création de classes réseau électrique dans les lycées professionnels ;
- Envoi de chèques énergie ;
- Organisation d'un débat public EPR Penly ;
- Achats EDF au secteur solidaire ;
- Projet Inno4graph 2020-2023 de conception des outils pour le démantèlement des réacteurs UNGG ;
- Mise en place d'un projet de récupération de chaleur des datacenter

3.7.6 Rapport d'assurance raisonnable d'un des Commissaires aux comptes d'Électricité de France relative à certains indicateurs et KPI de durabilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Au Conseil d'Administration d'Electricité de France,

En notre qualité de commissaire aux comptes de Electricité de France (ci-après « l'entité ») et en réponse à votre demande, nous avons réalisé des travaux visant à formuler une opinion d'assurance raisonnable sur la sélection d'indicateurs et de KPI de durabilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (ci-après « les Informations de Durabilité Sélectionnées ») identifiés par un ✓ dans la déclaration consolidée de performance extra-financière (« DPEF ») présentée dans le rapport de gestion du groupe et présentés ci-dessous :

- Emissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF (indicateur #1) ;
- Effectif total au 31 décembre 2023, réparti par genre et par âge (indicateur #2) ;
- Intensité carbone : émissions spécifiques de CO2 dues à la production d'électricité et de chaleur (KPI #1) ;
- Intensité d'eau, eau consommée / production électrique (l/kWh) (KPI #2).

Notre mission ne couvre ni les informations relatives à des périodes antérieures ni aucune autre information incluse dans le rapport de gestion.

Opinion d'assurance raisonnable

A notre avis, les Informations de Durabilité Sélectionnées figurant dans la DPEF 2023 ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux protocoles de reporting mis en place par l'entité (Indicateur #1 : « *Processus_Bilan Carbone_2023-2024* » et « *DDD_EDF_Fiche methodo_ENV* » ; Indicateur #2 : « *Glossaire des indicateurs RH bilan 2023* » ; KPI #1 : « *KPI N1 Intensité carbone* » ; KPI #2 : « *Fiche methodo_ENV_CONSO_EAU_v2* ») ainsi qu'aux bases de préparation détaillées dans le paragraphe « 3.6 Méthodologie » de la DPEF pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Préparation des Informations de Durabilité Sélectionnées

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations de Durabilité Sélectionnées permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations de Durabilité Sélectionnées doivent être lues et comprises en se référant aux protocoles de reporting mis en place par l'entité propres à chaque indicateur et KPI de durabilité, disponibles sur demande auprès de la Direction Impact de l'entité ainsi qu'aux bases de préparation telles que décrites en paragraphe « 3.6 Méthodologie » de la DPEF pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (ensemble « les Critères »).

Limites inhérentes à la préparation des Informations de Durabilité Sélectionnées

Les Informations de Durabilité Sélectionnées peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans la DPEF 2023.

En outre, la quantification des gaz à effet de serre est soumise à une incertitude inhérente en raison des connaissances scientifiques incomplètes utilisées pour déterminer les facteurs d'émissions et les valeurs nécessaires pour combiner les émissions de différents gaz.

Responsabilité de la direction de l'entité

Il appartient à la direction de l'entité :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations de Durabilité Sélectionnées, en tenant compte, le cas échéant, des lois et règlements applicables ;
- d'établir les Informations de Durabilité Sélectionnées conformément aux Critères ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations de Durabilité Sélectionnées ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité du commissaire aux comptes

Il nous appartient :

- de planifier et réaliser la mission de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les Informations de Durabilité Sélectionnées ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs ;
- d'exprimer une opinion indépendante, basée sur les procédures que nous avons déployées et sur les preuves que nous avons recueillies ;
- de communiquer notre opinion au conseil d'administration de Electricité de France.

Comme il nous appartient de formuler une opinion indépendante sur les Informations de Durabilité Sélectionnées telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission ainsi que les normes internationales ISAE 3000 (révisée) *Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* et ISAE 3410 *Assurance Engagements on Greenhouse Gas Statements* émises par l'International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB).

Indépendance et Contrôle Qualité

Nous avons réalisé notre mission dans le respect des règles d'indépendance prévues à l'article L.821- 28 du code de commerce, du code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes ainsi que du « Code of Ethics for Professional Accountants » publié par l'International Ethics Standards Board for Accountants, reposant sur les principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence professionnelle et de diligence, de confidentialité et de conduite professionnelle.

Nous appliquons par ailleurs la norme « International Standard on Quality Management 1 » qui requiert la définition et la mise en œuvre d'un système de gestion de la qualité incluant des politiques et des procédures en matière de règles déontologiques, de la doctrine professionnelle et de respect des textes légaux et réglementaires applicables.

Nos travaux ont été effectués par une équipe indépendante et pluridisciplinaire expérimentée sur les sujets d'assurance et de développement durable.

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants sur les Informations de Durabilité Sélectionnées. La nature, le calendrier et l'étendue des procédures déterminées relèvent du jugement professionnel, et notamment de l'évaluation des risques que les Informations de Durabilité Sélectionnées comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs. L'évaluation de ces risques tient compte du contrôle interne relatif à la préparation par l'entité des Informations de Durabilité Sélectionnées. Une mission d'assurance raisonnable comporte également :

- l'appréciation de la pertinence, dans le contexte de la mission, de l'utilisation par l'entité des règles, critères et hypothèses définis par l'entité, tels que décrits dans les Critères pour préparer les Informations de Durabilité Sélectionnées ;
- l'appréciation du caractère approprié des méthodes de détermination et d'évaluation retenues, des règles en matière de reporting utilisées et du caractère raisonnable des estimations faites par la direction de l'entité ;
- l'appréciation de la présentation d'ensemble des Informations de Durabilité Sélectionnées.

Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Neuilly-sur-Seine, le 16 février 2024

Un des commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

Cédric Haaser
Associé

Aurélié Castellino-Cornetto
Associée Reporting de Durabilité

3.8 Plan de vigilance

3.8.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance

EDF s'est engagé de longue date à exercer ses activités de manière responsable autour des valeurs de respect, solidarité et responsabilité, en promouvant des solutions durables pour les personnes et l'environnement.

« Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » est aujourd'hui la raison d'être adoptée par EDF et intégrée à ses statuts lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020. La raison d'être du Groupe est déclinée en 16 engagements RSE ⁽¹⁾ à enjeux, qui sont hiérarchisés et regroupés en quatre enjeux clés : la neutralité carbone et climat, la préservation des ressources de la planète, le bien-être et solidarités et le développement responsable des activités du groupe EDF (voir le chapitre 3 « Enjeux et engagements de responsabilité sociétale »).

Le contexte légal

La loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre a introduit, à l'article L. 22-4 du Code de commerce, l'obligation d'établir et de mettre en œuvre un plan de vigilance.

Ce plan doit comporter « les mesures de vigilance raisonnable propres à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement » pouvant résulter des activités de la Société et des filiales qu'elle contrôle, et de celles des fournisseurs ou sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque ces activités sont rattachées à cette relation.

Il doit également comprendre la description de cinq mesures :

1. une cartographie des risques afin de les identifier, les analyser et les hiérarchiser ;
2. des procédures d'évaluation régulière de la situation des filiales contrôlées, des sous-traitants ou des fournisseurs au regard de la cartographie ;
3. des actions adaptées d'atténuation des risques ou de prévention des atteintes graves ;
4. un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques ;
5. un dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité.

Le Groupe décline ainsi la description de ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.8.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance
- 3.8.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.8.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance
- 3.8.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.8.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2023
- 3.8.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation
 - > 3.8.6.1 Droits humains et libertés fondamentales
 - > 3.8.6.2 Environnement
 - > 3.8.6.3 Santé-Sécurité
 - > 3.8.6.4 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.8.7 Système d'alerte du Groupe
- 3.8.8 Dispositifs de suivi

Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité

EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des « principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme » (UNGP), des principes directeurs de l'OCDE, des conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) et de la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » ⁽²⁾. Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir la section 3.8.3 « Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance ») et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires.

Ce référentiel se réfère et renvoie à l'ensemble des documents publics ou des politiques internes au Groupe parmi lesquels :

- les procédures Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projets, éthique et conformité, RSE, santé-sécurité, achats ;
- les documents internes rendus publics : charte éthique, code de conduite éthique et conformité, charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs, accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ;
- les référentiels externes : *Global Compact* des Nations Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, Guide des droits humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, *Global Reporting Initiative* (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RF&AR).

(1) Responsabilité Sociétale d'Entreprise.

(2) Publié en français et en anglais sur le site www.edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf)

Le plan de vigilance d'EDF rend compte des différentes démarches engagées pour chacun des enjeux et engagements RSE du Groupe sur l'ensemble du chapitre 3 du présent document de la façon suivante :

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et Engagements du groupe EDF	
Domaine	Type de risque	Risque	Descriptions des atténuations et actions 2023 dans les différentes sections de la DEPF	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination.	Sections 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion » et 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains »	
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables : ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des consultations des populations autochtones pouvant s'avérer insuffisantes au regard de la complexité des processus de consultations des populations autochtones (ou des minorités ethniques) ou de la gestion de ce processus pour tout ou partie effectuée par une administration limitant ainsi le contrôle de ce risque par EDF.	Section 3.3.2.3 « Droits humains »	
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes sur les chantiers du Groupe.	Section 3.3.2.3 « Droits humains »	
	Activités et projets	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité concernant les projets à proximité de zones de conflit ou de régime sécuritaire.	Section 3.3.2.3 « Droits humains »	
Environnement	Transverse	L'impact sur le climat : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre.	Section 3.1 « Neutralité carbone et climat »	
	Transverse	L'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets.	Section 3.2 « Préservation des ressources de la planète »	
Santé-sécurité des personnes	Salariés et sous-traitants	Les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit).	Section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.	Section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »	
	Consommateurs et riverains	La sûreté des installations nucléaires et hydrauliques.	Sections 3.3.1.1 « Sûreté nucléaire » et 3.3.1.2 « Sûreté hydraulique »	
	Consommateurs et riverains	La qualité de l'air, les nuisances sonores et acoustiques.	Section 3.3.1.6 « Qualité de l'air » et 3.3.1.4 « Santé et Sécurité des consommateurs »	
Fournisseurs et sous-traitants	Catégorie d'achat	Électricité Contrôle Commande.	Section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats » et 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »	
	Catégorie d'achat	Génie civil, déconstruction et dépollution.		
	Catégorie d'achat	Systèmes de levage pour charges lourdes		
	Catégorie d'achat	Contrôles/essais non-destructifs et maintenance en milieu industriel.		
	Catégorie d'achat	Matériels et vêtements de protection.		
	Catégorie d'achat	Matériels informatique et télécom.		
	Catégorie d'achat	Solutions informatiques, édition, hébergement et support.		
	Catégorie d'achat	Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries.		

3.8.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes

EDF a renforcé son pilotage du plan de vigilance avec la nomination, en décembre 2020, d'un responsable conformité Groupe devoir de vigilance par deux membres du Comité exécutif ⁽¹⁾. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan de vigilance et de son application dans le Groupe en partenariat avec la Direction Impact.

Le plan de vigilance et les actions qui en découlent sont validés en Comité stratégique RSE présidé par le Président du Groupe, et soumis au Comité responsabilité d'entreprise, Comité du Conseil d'administration dédié aux sujets de responsabilité sociale et environnementale.

L'élaboration et le pilotage du plan de vigilance reposent sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction Impact au sein d'un Comité de pilotage et d'un Comité stratégique regroupant également la Direction des Ressources Humaines, la Direction des Achats, la Direction des Risques, la Direction Internationale, la Direction Éthique et Conformité, la Direction *Export Control* et Sanctions Internationales et des représentants de filiales aux activités exposées. Le Comité stratégique définit de manière collégiale les orientations et les objectifs du plan de vigilance, sur proposition du Comité de pilotage, il s'assure de l'atteinte de ces objectifs et peut les redéfinir en fonction des avancées opérationnelles restituées par le Comité de pilotage se regroupant trimestriellement.

Le déploiement et la coordination du plan de vigilance s'appuient sur un réseau de Responsables Devoir de Vigilance nommés dans chaque entité du Groupe concernée au regard de leurs missions dans les domaines de la RSE, de l'éthique et conformité, ou bien encore du contrôle interne (voir la section 3.8.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2023 »).

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Il forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ⁽²⁾ conclu entre EDF, les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations

représentatives des salariés » (voir la section 3.5.3.1.1 « L'Accord Responsabilité Sociale Monde »). Depuis 2018, le Comité de dialogue sur la responsabilité sociale (CDRS), composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord, travaille sur de nombreux sujets en lien avec le devoir de vigilance (santé-sécurité, exercice de la responsabilité du Groupe dans le cadre de projets internationaux, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2023, les réunions du CDRS ont permis notamment à ses membres de s'informer sur la publication du plan de vigilance 2022 et d'échanger sur les actions de vigilance 2023 dont le renforcement du déploiement de la politique Droits humains d'EDF, le bilan santé-sécurité 2022 et les perspectives 2023 du Groupe, ou encore la politique d'approvisionnement responsable d'EDF Renouvelables. Les remarques et suggestions du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes »), relatives au plan de vigilance, ont également été partagées et discutées. En termes de cadre législatif, les évolutions du projet de directive européenne sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité (CS3D) ont également été présentées aux membres, ainsi qu'un bilan de l'application de la loi française sur le devoir de vigilance. Ces réunions du CDRS sont l'occasion d'échanges afin de répondre aux interrogations des membres sur les sujets liés au devoir de vigilance du Groupe ou encore à des points d'attention locaux dont les membres auraient connaissance.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH ⁽³⁾), à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer son processus d'élaboration du plan de vigilance.

Depuis 2022, une personnalité spécialiste des entreprises et droits humains est dorénavant membre du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes ») afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance.

En parallèle et de manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec les différents acteurs de la société civile (associations, personnalités) qui souhaitent entretenir ce dialogue, afin de nourrir et faire progresser son plan de vigilance.

(1) Le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie.

(2) Accord signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021, restant en vigueur jusqu'au 13 juillet 2024.

(3) e-dh.org

3.8.3 Principales caractéristiques d’EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l’ensemble des métiers de l’électricité et une partie des métiers du gaz : production d’électricité d’origine nucléaire, renouvelable et thermique ; transport et distribution d’électricité ; commercialisation ; services énergétiques ; négoce d’énergie (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Principaux pays d’activité

Les activités du Groupe sont principalement situées dans les pays de l’OCDE (voir la section 1.4.5 « Activités du Groupe à l’international »). Les pays présentant un caractère de risque font l’objet d’une vigilance particulière, y compris dans les relations avec les partenaires.

Le groupe EDF est un fournisseur d’énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l’ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

Le Groupe développe des projets à l’étranger le plus souvent en tant que minoritaire, dont prioritairement dans les pays suivants : le Brésil, l’Arc Andin (Chili-Pérou-Colombie), le Moyen-Orient (Arabie saoudite et Émirats arabes unis), l’Afrique de l’Ouest et centrale (Cameroun, Côte d’Ivoire, Togo), l’Afrique australe (Mozambique, Malawi), le Laos, l’Inde, les États-Unis, l’Australie, l’Allemagne et l’Espagne.

Voir également la section 3.8.6.1.2 « Principales mesures de prévention, d’atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre – Conflit entre la Russie et l’Ukraine ».

Dans le Groupe, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat, exploite et maintient des installations produisant de l’électricité issue des énergies renouvelables (éolien et solaire principalement) dans plus de 20 pays. Ses principales zones d’implantation historiques sont l’Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l’Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Il renforce sa présence dans d’autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l’Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l’Inde, les Émirats arabes unis, l’Arabie saoudite ou le Maroc.

Capacités nettes installées éoliennes, solaires et stockage d’EDF Renouvelables (en %) :

Amérique du Nord	37 %
Europe	29 %
Chine, Vietnam et Inde	13 %
Amérique du Sud	11 %
Arabie saoudite, Égypte et Émirats arabes unis	6 %
Israël	3 %
Égypte et Maroc	1 %
Afrique du Sud	1 %

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants gérés par la Direction des Achats Groupe représente environ 18 000 fournisseurs de rang 1. Plus de 94 % des achats sont réalisés en France et 97 % sont réalisés dans l’Union européenne (99,6 % dans l’Association européenne de libre échange ⁽¹⁾). Les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux font l’objet d’un dispositif de vigilance particulier. Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d’atteintes graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l’environnement s’impose préalablement à ses décisions d’investissement, tout particulièrement dans la construction, l’exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d’EDF, celles de ses filiales contrôlées ⁽²⁾, ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

L’organisation du Groupe est présentée en section 1.2.1 « Organisation du Groupe ».

Les filiales Dalkia et Framatome, qui comptent plus de 5 000 salariés, sont intégrées dans le plan avec l’ensemble des filiales françaises et internationales.

RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d’électricité en France, sont des filiales régulées gouvernées par un principe d’indépendance de gestion et qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

(1) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.
(2) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l’article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l’étranger) (voir la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023 » de l’annexe aux comptes consolidés de l’exercice clos le 31 décembre 2023).

3.8.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance reposent sur deux démarches complémentaires : la cartographie des risques du Groupe, comprenant les risques relatifs au devoir de vigilance, et une cartographie des risques supplémentaires, spécifiquement dédiée pour les entités les plus exposées du fait de leur activité et/ou de leur implantation.

Suivant la démarche Groupe indiquée dans la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités », chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du management, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe. Le guide méthodologique des risques du groupe EDF détaille les risques liés au devoir de vigilance spécifiquement. Le Groupe demande aux entités de cartographier les risques portant atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et la sécurité au travail, à l'environnement, qui pourraient être causés du fait de ses activités ou de celles de ses fournisseurs, prestataires, ou partenaires. En 2023, une sensibilisation de tous les responsables des risques des entités du Groupe a été consacrée à la cartographie des risques liés au devoir de vigilance. Les remontées des cartographies ont été partagées entre la Direction des risques et la Direction Impact pour une meilleure approche de ces risques.

Cette cartographie se construit en 5 étapes successives : l'identification des risques, l'évaluation des risques, la priorisation, la mise sous contrôle par la définition du plan d'action, le pilotage du plan d'action incluant le suivi du déploiement du plan d'action et la mesure de son efficacité.

L'identification des risques

Pour garantir raisonnablement une identification des principaux risques, une approche par processus métier et par actif est combinée avec une approche par grande nature de risques. En outre, le retour d'expérience, les événements, incidents ou presque accidents sont pris en considération comme source d'identification des risques, ainsi que le résultat des audits réalisés. L'identification des risques est la résultante d'une discussion entre les principaux acteurs : les managers, experts et parties prenantes.

L'évaluation des risques et leur hiérarchisation

Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon :

- leur impact, c'est-à-dire leur gravité potentielle, évalué par des critères multiples, dont l'évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ;
- leur probabilité d'occurrence, c'est-à-dire leur degré de vraisemblance évaluée sur un horizon de temps pertinent, estimée sur la base de l'historique de l'activité, du retour d'expérience, ou d'une expertise interne ou externe ;
- leur niveau de maîtrise, c'est-à-dire l'efficacité des actions mises en œuvre.

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection, atténuation) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

Gouvernance des risques du Groupe

La cartographie des risques du groupe EDF est construite en s'appuyant sur les cartographies des risques des entités, sur les autoévaluations du contrôle interne, et sur des analyses croisées des remontées des entités opérationnelles et fonctionnelles.

La Direction des Risques Groupe identifie et évalue les risques de niveau Groupe et constitue une cartographie des risques du Groupe, validée en Comité des risques présidé par le Président du Groupe, puis présentée au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Évaluation des risques Groupe structurant pour le plan de vigilance en 2023

L'application de cette démarche permet d'identifier les risques principaux, à l'échelle du groupe EDF, présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». Ces derniers font l'objet d'une hiérarchisation selon une échelle de criticité à 3 niveaux (forte, intermédiaire ou modérée) évaluée sur la base de leur gravité potentielle, de leur probabilité d'occurrence, et de leur impact, compte tenu des dispositions existantes.

Parmi eux, plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance, car ils comprennent au moins une des dimensions « droits humains », « environnement » ou « santé et sécurité » :

- le risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir la section 2.2 – 3D « Atteinte à l'éthique ou à la conformité ») : ce risque inclut depuis 2019 un volet « devoir de vigilance », qui prévoit la mise en œuvre d'un programme d'actions piloté au niveau du Groupe, ainsi qu'une obligation faite aux entités du Groupe de rendre compte de leurs propres actions dans ce domaine ;
- le risque d'adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (5B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat (voir la section 3.1.4.2.3 « L'analyse par scénarios des risques et opportunités climatiques ») ;
- le risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (1I), et les risques spécifiques à la sûreté nucléaire (2C) et à la sûreté hydraulique (1F) ;
- le risque de maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (1A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- le risque de continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (1E) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats.
- le risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) (1D) : ce risque lié à la nature industrielle et la diversité des activités du Groupe qui renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.8.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation » et leur relation avec les risques principaux du Groupe évoqués ci-dessus :

- risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales : voir la section 3.8.6.1.1 ;
- risques saillants relatifs à l'environnement : voir la section 3.8.6.2.1 ;
- risques saillants relatifs à la santé et la sécurité des personnes : voir la section 3.8.6.3.1 ;
- risques saillants concernant les fournisseurs et les sous-traitants : voir la section 3.8.6.4.1.

3.8.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2023

En 2023, plusieurs chantiers et actions ont été initiés ou poursuivis dans une démarche d'amélioration continue du plan de vigilance du Groupe :

Déclinaison et déploiement des engagements de droits humains du référentiel devoir de vigilance

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements liés au devoir de vigilance, et explicite ses exigences vis-à-vis de ses partenaires, financeurs, fournisseurs et sous-traitants. Ce document soumis aux membres du CDRS ⁽¹⁾ (voir la section 3.8.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »), a été signé par le Président du groupe EDF. Il est publié en français et en anglais sur le site www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf.

En 2023, EDF a finalisé la déclinaison de chacun des engagements de droits humains de son référentiel devoir de vigilance afin de les expliciter, les contextualiser et les déployer. Chaque engagement fait l'objet d'une fiche droits humains rappelant les cadres internationaux de référence et les définitions relatifs à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant. Ces fiches sont disponibles en français, en anglais, en italien, en espagnol et en chinois simplifié.

En 2023, le Groupe a développé une formation à distance dédiée aux droits humains dans le cadre du parcours de formation interne « Environnement & société ». Ce module permet d'intégrer les concepts fondamentaux et engagements du Groupe en la matière et de les mettre en pratique au moyen d'études de cas.

Le Groupe a également publié une page sur son site internet explicitant ses engagements et actions en faveur des droits humains (<https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains>).

Intégration renforcée du devoir de vigilance dans les processus achats

La Direction des Achats Groupe a procédé à une revue dédiée et destinée à évaluer l'intégration du devoir de vigilance dans ses phases de contractualisation. En 2021, l'engagement de conformité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres) et couvrant les thématiques de la corruption, du blanchiment, du financement du terrorisme et de l'absence de conflit d'intérêts, de sanctions internationales, a été complété. Les soumissionnaires s'engagent dorénavant à se conformer aux exigences d'EDF relatives à la loi sur le devoir de vigilance (voir la section 3.4.2.3.2.4 « Processus achats responsables »). Publiée en 2023, la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, constituant une pièce contractuelle, a été mise à jour pour intégrer le respect des obligations relatives au devoir de vigilance, ainsi que le détail des engagements RSE (droits humains, environnement et santé-sécurité) que le Groupe demande à ses fournisseurs et sous-traitants de respecter et de faire respecter par ses propres fournisseurs. Cette charte a été déployée en 2023 auprès des fournisseurs d'EDF, ainsi que dans les filiales Framatome et Dalkia (voir la section 3.8.6.4 « Fournisseurs et sous-traitants »).

En 2023, le Groupe a développé des modèles de clauses répondant aux spécificités du contexte international, afin d'intégrer des clauses devoir de vigilance dans les contrats internationaux, de faciliter l'acceptation des obligations RSE par les cocontractants et de garantir le pilotage des engagements du Groupe relatifs au devoir de vigilance (référence au corpus de règles internationales notamment).

Intégration du devoir de vigilance dans le guide méthodologique relatif aux investigations à réaliser en matière d'éthique et conformité dans le cadre des opérations de croissance externe d'EDF

Le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. EDF a finalisé en 2023 un guide méthodologique recensant et proposant de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité. Ces diligences reposent sur la Politique Éthique et Conformité qui recense les programmes de conformité du Groupe, dont le devoir de vigilance. Ce guide propose une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition/partenariat/projet de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet.

Sensibilisation et déploiement du plan de vigilance au sein du Groupe

Dans chaque entité du Groupe, des Responsables devoir de vigilance sont nommés sur la base de leurs missions dans les domaines de la RSE ou à l'éthique et la conformité, ou bien encore au Contrôle interne. En 2023, quatre sessions du réseau des responsables devoir de vigilance ont été consacrées notamment aux sujets suivants :

- la présentation du premier plan de vigilance autonome 2022 du Groupe ;
- le partage de la mise en place des démarches de vigilance de certaines filiales du Groupe ;
- la présentation de la nouvelle charte de responsabilité sociétale d'entreprise entre EDF et ses fournisseurs et le renforcement de la politique Droits humains ;
- une intervention de Nayla Ajaltouni - Déléguée générale du Collectif Éthique sur l'étiquette - « Les 10 ans de la catastrophe du Rana Plaza, le long chemin vers le devoir de vigilance » ;
- la veille réglementaire : les évolutions du projet de directive sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité et du règlement européen sur l'interdiction des produits issus du travail forcé ou encore la gestion du risque judiciaire en entreprise en matière de conformité au pénal.

En termes de formation, le Groupe a développé en 2021 un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. À fin décembre 2023, environ 2 500 salariés ont réalisé l'*e-learning* (contre 1 500 à fin 2022).

Ces actions menées en 2023 s'inscrivent dans une démarche de progrès se déroulant tout au long de l'année sur la base d'un plan d'action revu régulièrement.

(1) Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale.

3.8.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation

Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques transverses et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales des projets situés dans des pays non-OCDE s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB ⁽¹⁾).

En outre, les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de

criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques. Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité (par exemple le Comité d'Engagement de la Direction Internationale - CEDI).

3.8.6.1 Droits humains et libertés fondamentales

3.8.6.1.1 Identification des risques saillants

Dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe intégrant le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche se traduisant concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées, appréciées en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent. Depuis 2021, le Groupe s'appuie sur les indices droits humains de *Verisk Maplecroft*®, afin d'affiner et préciser les risques de droits humains auxquels le Groupe pourrait être confronté dans les pays où il opère, achète et se développe.

Les risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales identifiés sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Zone géographique	Criticité du risque	Risque Groupe ⁽²⁾
Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Global	■	3D
Activités et projets à l'international	Risques d'atteinte aux droits des communautés locales :			
	Risques liés aux enjeux fonciers du fait d'une compensation juste et de la mise en place de programmes de restauration durable des moyens d'existence.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	1A
	Risques liés aux déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particulier autochtones.	Amérique latine, Asie du Sud-Est, Inde	■■	1A
	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	À proximité des zones de conflit ou de régimes sécuritaires	■■	1A
	Travailleurs sur les chantiers :			
	Risques d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	1E, 1A
		Europe, Amérique du Nord et Australie	■	
	Risque de travail forcé chez des sous-traitants.	Pays du Golfe, Asie du Sud-Est	■	1E, 1A

Criticité : ■■■ forte ■■ intermédiaire ■ modérée

(1) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

(2) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.8.6.1.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement de l'accord-cadre mondial de Responsabilité Sociale et du Référentiel du Groupe (voir la section 3.3.2.3 « Droits humains »).

Prévenir et traiter dans la vie au travail toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice

Voir la section 3.3.2.2 « La prévention du harcèlement et de la discrimination ».

Lutter contre le sexisme et contre toutes les formes de discriminations

Voir la section 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion ».

Prévenir les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des communautés, des travailleurs et à l'emploi de forces de sécurité

Voir la section 3.3.2.3 « Droits humains ».

Conflit entre la Russie et l'Ukraine

Avant le déclenchement de la guerre en Ukraine, le groupe EDF était présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, par l'intermédiaire de la filiale de Dalkia en Russie, la société Dalkia Rus. Le bureau d'EDF de Moscou était chargé, en Russie, de promouvoir les métiers du Groupe et de développer les nouvelles activités relevant de la transition énergétique. Depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine, le groupe EDF s'est appuyé sur les mesures prévues dans son plan de vigilance pour s'assurer que ses activités ou celles des entités avec lesquelles elle est en relation d'affaires ne présentent pas de risques d'atteinte grave aux droits humains, à la santé et à la sécurité, ainsi qu'à l'environnement. Il s'est également appuyé sur les dispositions du Guide OCDE ⁽¹⁾ qui recommandent aux entreprises d'apprécier tout projet de rupture d'une relation d'affaires au regard de l'importance de cette relation, des conséquences juridiques de la poursuite ou de la rupture de la relation, des changements que la rupture produirait sur le terrain, ainsi que de toute information crédible concernant les impacts négatifs potentiels de la décision de rupture sur le plan économique et social.

C'est ainsi qu'EDF a interrompu sa présence sur le territoire russe, en prenant la décision en mars 2022 de fermer son bureau de Moscou, qui a été administrativement fermé en mai 2023. En outre, après avoir finalisé les formalités locales d'enregistrement le 20 mai 2022, EDF a annoncé le 23 mai 2022, la cession de la filiale russe de Dalkia, la société Dalkia Rus, présente en Russie depuis 2016 et spécialisée dans la fourniture de services énergétiques aux sociétés principalement d'origine française. Enfin, pour s'assurer qu'aucune relation contractuelle ne contrevienne aux régimes des sanctions internationales légalement applicables au Groupe, le groupe EDF s'est appuyé sur son organisation et ses référentiels en matière de contrôle export & sanctions internationales. Plus généralement, la décision de poursuivre certaines relations a toujours été prise dans le respect des sanctions internationales et des restrictions imposées à la Russie, de l'impérative nécessité de ne pas porter atteinte aux droits humains, aux libertés fondamentales, à la santé, à la sécurité des personnes et à l'environnement, ni de mettre en péril la sûreté nucléaire, tout en continuant à sécuriser l'approvisionnement en électricité de la France et des pays européens, ce qui constitue, dans le contexte géopolitique et économique actuel, un objectif majeur s'agissant d'un produit de première nécessité.

Contentieux en cours au Mexique

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) concernant un projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique.

Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine. Le 12 juillet 2022, le PCN français publie un communiqué de presse constatant l'approfondissement de la politique d'entreprise d'EDF et la conduite de travaux sur les droits de l'homme, ainsi que sur l'engagement avec les parties prenantes. Ces mesures répondant à ses recommandations, le PCN a mis ainsi fin au suivi qu'il effectuait ⁽²⁾.

La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, puis en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus suit désormais son cours après que le juge a ordonné la reprise de la consultation.

Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée notamment par cette ONG ainsi que 4 personnes physiques au titre de la loi devoir de vigilance et relative à ce projet. EDF a ensuite été assigné le 13 octobre 2020 devant le tribunal judiciaire de Paris au titre de la loi sur le devoir de vigilance. Les requérants demandent, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses prétendus manquements au devoir de vigilance. EDF conteste ces deux demandes. Le 30 novembre 2021, le juge de la mise en état a rejeté la demande des associations de suspension du projet à titre conservatoire ainsi qu'à la demande d'irrecevabilité de l'action en injonction des associations concernant le plan de vigilance d'EDF en raison du défaut de mise en demeure préalable. Le tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli. Les demandeurs ont alors interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Depuis, la procédure est en cours à la cour d'appel qui a fixé les plaidoiries au premier trimestre 2024 devant la nouvelle chambre spécialement chargée des dossiers afférents à la loi sur le devoir de vigilance. L'évolution du dossier est suivie parallèlement par les membres du CDRS (voir la section 3.8.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

Un site internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : <https://www.gunaa-sicaru.com>.

3.8.6.2 Environnement

3.8.6.2.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de management de l'environnement (SME) et le dispositif de contrôle interne en lien avec la gestion des risques Groupe (voir la section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) »). L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »). Sur la base de sa cartographie des risques, chaque entité définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques.

L'actualisation de la cartographie des risques 2023 conforte l'analyse des risques 2022 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. La principale évolution concerne la prise en compte de l'impact de l'accélération du changement climatique et de l'enjeu systémique de ce risque pour EDF et l'ensemble de ses parties prenantes.

(1) Guide OCDE sur le devoir de diligence pour une conduite responsable des entreprises, publié le 20 mars 2018 (<https://www.oecd.org/fr/daf/inv/mne/Guide-OCDE-sur-le-devoir-de-diligence-pour-une-conduite-responsable-des-entreprises.pdf>).

(2) <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2022/07/26/pcn-francais-edf-et-edf-renouvelables-au-mexique>

3. Performance extra-financière

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risque saillant	Activité de production la plus concernée	Criticité du risque	Risque Groupe ⁽¹⁾
Émissions de gaz à effet de serre avec effets sur le climat :			
– Émissions directes (scope 1)	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■ ■	5B
– Émissions indirectes (scope 3)	– Fourniture de gaz et d'électricité, production d'électricité par des actifs non contrôlés	■ ■	5B
Rejets avec effets potentiels sur :			
– la qualité de l'air : principalement émissions de SO ₂ , NO _x et poussières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■	1I
– la qualité de l'eau : principalement rejets thermiques du refroidissement des centrales thermiques	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■	1I
Consommations avec effets potentiels sur :			
– les ressources matière : notamment matériaux de construction de nouvelles installations et production de déchets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ (production existante) ■ ■ (projets)	1I 1A, 1I
– la ressource en eau douce : principalement évaporation liée au refroidissement en circuit fermé des centrales thermiques	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■	1I
Impacts potentiels sur la biodiversité :			
– Changement d'usage des terres et des mers : principalement emprise des nouveaux projets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ ■	1A, 1I
– Surexploitation des ressources naturelles : notamment forestières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse	■	1I

Criticité : ■ ■ ■ forte ■ ■ intermédiaire ■ modérée

3.8.6.2.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de management environnemental (SME) et sa politique RSE qui engagent ses entités à une approche de précaution et une démarche de responsabilité. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique RSE Groupe.

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un SME (voir la section 3.5.4.2 « Système de

management de l'environnement (SME) »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF, qui définissent les orientations et objectifs environnementaux à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes (voir le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité ⁽²⁾ et projet du Groupe mettent en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe, des entités et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son

contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;

- d'un reporting extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001. Tous les sites industriels sont couverts par un SME dont plus de 80 % par un SME certifié.

3.8.6.2.2.1 Prévenir l'impact sur le climat

Voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ».

3.8.6.2.2.2 Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

Voir la section 3.2 « Préservation des ressources de la planète » et la section 3.3.1.6 « Qualité de l'air ».

(1) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

(2) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

3.8.6.3 Santé-Sécurité

3.8.6.3.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires est établie par la Direction santé-sécurité en charge du management santé-sécurité, en s'appuyant sur les analyses de risques réalisées par les différentes entités et filiales du Groupe, en lien avec le dispositif de cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2. « Risques auxquels le Groupe est exposé »). Les risques saillants en matière d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir la section 2.2 - 1D « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

Les risques concernant les consommateurs et riverains sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir les sections 2.2 - 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2 - 1I « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2 - 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »).

Les risques relatifs à la santé-sécurité sont les suivants :

Catégorie de risques	Risque saillant	Criticité du risque	Risque Groupe ⁽¹⁾
Santé et sécurité des salariés et prestataires	Risques d'accidents du travail, de maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit)	■ ■	1D
	Troubles musculosquelettiques, troubles anxio-dépressifs dont stress	■	1D
Santé et sécurité des consommateurs et riverains	Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques	■ ■	1F, 2C
	Qualité de l'air	■	1I
	Nuisances sonores et lumineuses	■	1I

Criticité : ■ ■ ■ forte ■ ■ intermédiaire ■ modérée

3.8.6.3.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la Politique santé-sécurité

Voir les sections 3.3.1.3.1 « Politique santé-sécurité », 3.3.1.3.2 « Management de la santé-sécurité » et 3.3.1.3.3 « Accidents du travail ».

Voir la section 3.8.6.4.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre » pour la santé-sécurité dans la démarche d'achat.

La politique santé-sécurité fixe aussi un cadre pour progresser sur le sujet de la santé

Voir les sections 3.3.1.3.4 « Bien-être et risques psychosociaux » et 3.3.1.3.5 « Bien-être, organisation et temps de travail ».

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

Voir la section 3.3.1.1 « Sûreté nucléaire ».

Voir la section 1.4.1.3.1.3 « Sûreté hydraulique ».

La qualité de l'air

Voir la section 3.3.1.6 « Qualité de l'air ».

Les nuisances sonores et lumineuses

Voir la section 3.3.1.4 « Santé et sécurité des consommateurs ».

3.8.6.4 Fournisseurs et sous-traitants

3.8.6.4.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs et sous-traitants sont identifiés sur la base d'une cartographie des risques couvrant la totalité des catégories d'achats d'EDF au périmètre des achats couverts par la Direction des Achats Groupe (DAG). La DAG gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatiques et télécommunications pour certaines filiales. La méthodologie prend en compte tous les volets environnementaux, santé-sécurité, droits humains, éthique et conformité. Elle permet, *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur.

Cette analyse de risques couvre 184 catégories d'achat pour environ 18 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 94 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99,6 % dans l'Association européenne de libre échange ⁽²⁾).

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques sont fondées sur les activités des fournisseurs, leur localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Des risques majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la santé-sécurité, aux déchets, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classées à risque « résiduel majeur » ; 50 % sont classées à risque « résiduel significatif » ; 35 % sont classées à risque « résiduel limité ». Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risque résiduel majeur, le tableau ci-dessous récapitule les domaines d'achat - par regroupements de catégories - ayant fait l'objet d'un total de facturation supérieur à 50 millions d'euros en 2023 (tous les risques détaillés ci-dessous précisent le risque principal du Groupe 1E relatif aux chaînes d'approvisionnement dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») :

(1) Voir le chapitre 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

(2) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.

3. Performance extra-financière

Domaines d'achat	Environnement	Santé-Sécurité	Droits humains	Risques saillants
Électricité Contrôle Commande	■ ■	■ ■	■ ■	- Environnement : gestion de fin de vie du matériel. - Santé-sécurité : exposition électrique et aux produits chimiques, travail sur machine. - Droits humains : légalité du travail, travail forcé et travail des enfants, en raison de la chaîne de sous-traitance internationale de certains matériels.
Génie civil, déconstruction et dépollution	■ ■	■ ■	■	- Environnement : risques de pollution des sols et traçabilité des déchets. Nuisances sonores et visuelles. Émissions de CO₂ dues aux engins de chantier. - Santé-sécurité : utilisation d'engins de chantier et d'explosifs, manutention et charges lourdes. - Droits humains : légalité du travail et conditions de travail sur les chantiers.
Systèmes de levage pour charges lourdes	■ ■	■	■	Environnement : gestion de fin de vie matériel, dont certains peuvent être radioactifs. Consommation d'énergie pour l'extraction et la fusion de minerais (métal, acier).
Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel	■ ■	■ ■	■ ■	- Environnement : gestion des déchets électroniques. - Santé-sécurité : expositions radiologiques, risques de chutes, charges lourdes. Risques psycho-sociaux liés à l'itinérance des prestataires spécialisés, la pression des délais et les horaires décalés. - Droits humains : conditions d'extraction des minerais dans certains pays pour la fourniture des composants électroniques.
Matériels et vêtements de protection	■ ■	■ ■	■ ■	- Environnement : pollution de l'air, des eaux, des sols en phase de fabrication, notamment des vêtements. Émissions de CO₂ liées à l'acheminement des équipements. - Santé-sécurité : risques de chutes, manutention d'objets lourds et exposition aux produits chimiques. - Droits humains : travail forcé, travail des enfants dans les zones de fabrication des équipements.
Matériels informatique et télécom	■ ■	■	■ ■	- Environnement : déchets électriques et électroniques, extraction de métaux rares. Émissions de CO₂ liés au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. - Droits humains : travail des enfants sur les lieux de fabrication, notamment pour le petit matériel comme les smartphones.
Solutions informatiques, édition, hébergement et support	■	■	■ ■	Droits humains : légalité du travail, risques de discrimination, de harcèlement, dus à l'implantation mondiale et off-shore des fournisseurs.
Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries ⁽¹⁾	■ ■	■ ■	■ ■	- Environnement : consommation d'eau en zone de stress hydrique, pollution des eaux et des terres en phase de fabrication et d'extraction de certains minerais. - Santé-sécurité : conditions de travail non adaptées, exposition aux produits chimiques. - Droits humains : conditions de travail, travail forcé, risque de discrimination dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais.

Criticité : ■ ■ ■ forte ■ ■ intermédiaire ■ modérée

Concernant les risques présents sur les chaînes d'approvisionnement des autres entités du Groupe, certains risques saillants complémentaires ont été identifiés :

- La Direction des achats de Dalkia a finalisé en 2023 sa cartographie des risques RSE liés à ses approvisionnements autour de ses 49 catégories d'achats comptant environ 17 000 fournisseurs. Les risques ont été analysés sur les domaines environnement, relations et conditions de travail, droits humains, ainsi qu'éthique et conformité. Dix catégories d'achats sont considérées à risque : les fournisseurs d'équipements de travail, de gaz, de matériels de production de chaleur et de froid, de prestations multi-techniques, d'équipements et matériels mécaniques et hydrauliques, de produits pour le bâtiment, de produits chimiques industriels, de mesure et comptage, d'équipements électriques et d'échangeurs et sous-station.

(1) Hors périmètre de la Direction des Achats Groupe (DAG).

3.8.6.4.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Voir la section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats » et la section 3.4.2.3.2.5 « Autres modalités pratiquées au sein du Groupe ».

Renforcement des enjeux climatiques et de la santé-sécurité dans la démarche d'achat

Voir la section 3.4.2.3.2.4 « Processus achats responsables ».

Évaluations des fournisseurs

Voir la section 3.4.2.3.3 « Surveillance des fournisseurs ».

Sensibilisation et formation

Voir la section 3.4.2.3.2.6 « Formation des acteurs de la filière achats » et la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

Approvisionnement en charbon et uranium

Voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

3.8.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Voir la section 3.3.2.4.1 « Champ d'application ».

Dispositif

Voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF » pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2023

Voir la section 3.3.2.4.6 « Résultats 2023 ».

3.8.8 Dispositifs de suivi

La mission vigilance du Groupe a à cœur de faire évoluer le dispositif de suivi du plan de vigilance dans une démarche d'amélioration continue. Ce dispositif repose sur le plan d'action opérationnel qui est suivi par le Comité de pilotage. Ce plan d'action est régulièrement présenté au CDRS (voir la section 3.8.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

L'évaluation du dispositif est intégrée au plan de contrôle interne annuel, une fiche dédiée aux risques relatifs au devoir de vigilance a été élaborée et déployée. Elle permet aux entités de s'auto-évaluer sur les exigences à respecter dans le cadre du devoir de vigilance.

3. Performance extra-financière



Gouvernement d'entreprise

4.1	Code de gouvernement d'entreprise	292	4.4	Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants	327
4.2	Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	294	4.4.1	Conflits d'intérêts	327
4.2.1	Composition du Conseil d'administration	295	4.4.2	Absence de condamnation	327
4.2.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	311	4.4.3	Contrats de service	328
4.2.3	Comités du Conseil d'administration	317	4.5	Participations des mandataires sociaux dans le capital de la Société	328
4.3	Direction Générale	325	4.6	Rémunération et avantages des mandataires sociaux	328
4.3.1	Composition du Comité exécutif	325	4.6.1	Rémunération des mandataires sociaux	328
4.3.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif	325	4.6.2	Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites	332
			4.6.3	Ratios d'équité et évolution des rémunérations 2019-2023	332

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au Code AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent Document d'enregistrement universel et concernent notamment :

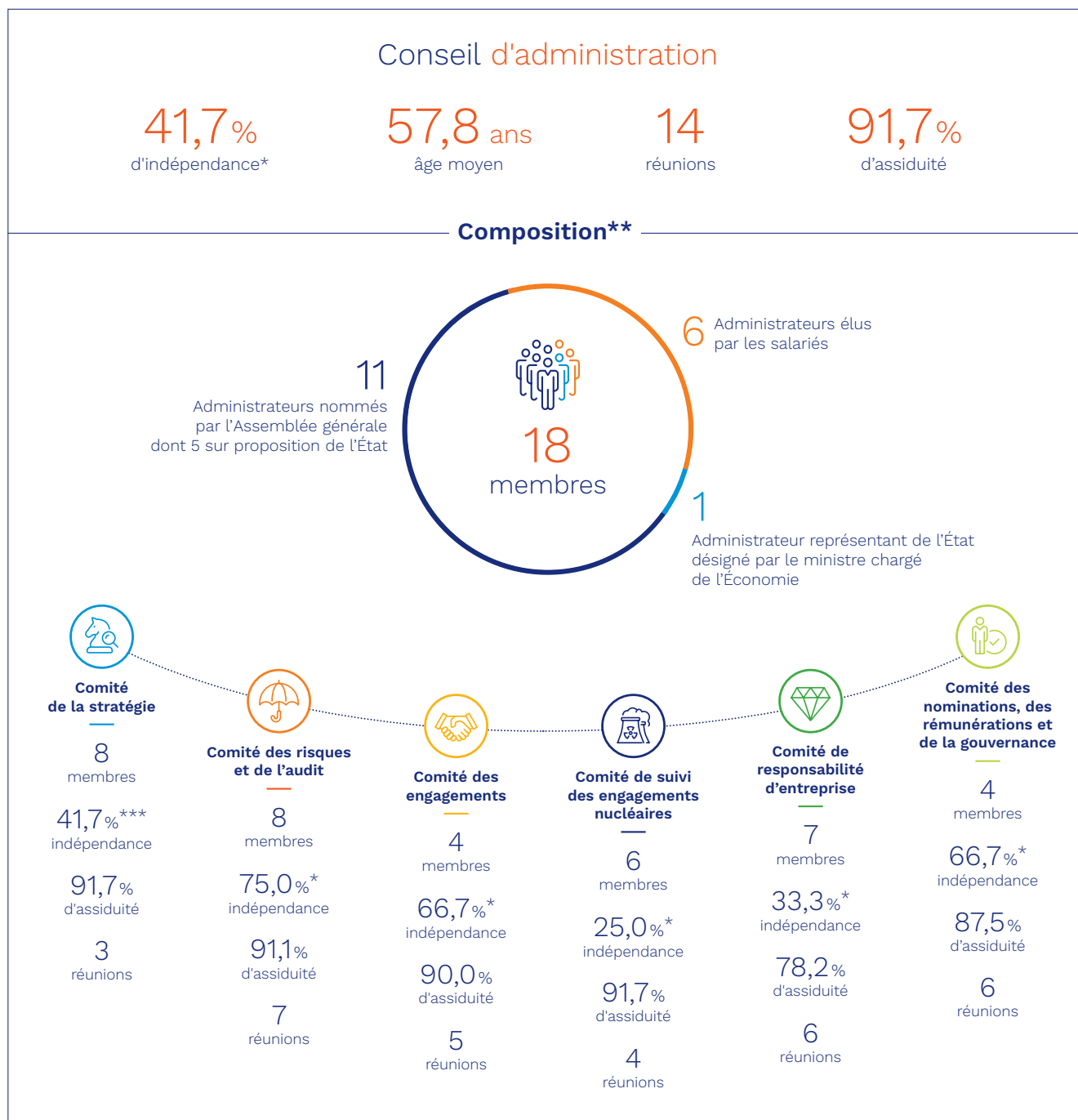
- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir les sections 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général » et 4.2.2.4 « Équilibre dans la répartition des pouvoirs ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1 « Rémunération du Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du Document d'enregistrement universel
Le Conseil d'administration et la responsabilité sociale et environnementale Recommandation n° 5.1 : « <i>Sur proposition de la direction générale, le conseil d'administration détermine des orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale</i> ». Recommandation n° 5.2 : « <i>La direction générale présente au conseil d'administration les modalités de mise en œuvre de cette stratégie avec un plan d'action et les horizons de temps dans lesquels ces actions seront menées. La direction générale informe annuellement le conseil des résultats obtenus</i> ».	À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration n'a pas délibéré sur la détermination des orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de responsabilité sociale et environnementale.	Le projet d'entreprise du groupe EDF n'ayant pas été finalisé au cours de l'exercice 2023, la Société n'a pas été en mesure de mettre en œuvre ces recommandations au cours de l'exercice écoulé. Les orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale seront élaborées à la lumière du projet d'entreprise du Groupe une fois celui-ci finalisé. Cependant, le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») et le Conseil d'administration examinent régulièrement les engagements du Groupe et ses objectifs en matière de RSE, les actions mises en œuvre et examinent les principales avancées et les résultats obtenus, notamment à l'occasion de l'arrêté des comptes annuels et semestriels.	Voir les sections 1.3.2.2 « La transformation du Groupe » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2023 ».
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 21 : « <i>[...] l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui ont été allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition.</i> »	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder une quantité minimum d'actions, significative au regard de la rémunération qu'ils perçoivent au titre de leur mandat.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les rémunérations perçues au titre de leur mandat par les administrateurs nommés sur proposition de l'État ayant la qualité d'agent public sont versées au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % de la rémunération qui leur est due, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel. Enfin, la totalité du capital d'EDF est aujourd'hui détenue par l'État.	Voir les sections 4.6.1.2 « Rémunération des administrateurs » et 4.5 « Participations des mandataires sociaux dans le capital de la Société ».

Recommandation du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du Document d'enregistrement universel
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 24 : <i>« Le conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. [...] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »</i>	Le Conseil d'administration n'a pas fixé de règle de détention par le Président-Directeur Général d'un nombre minimum d'actions de la Société.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice du Président-Directeur Général. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social exécutif doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel. Enfin, la totalité du capital d'EDF est aujourd'hui détenue par l'État	Voir les sections 4.6.1.1 « Rémunération du Président-Directeur Général » et 4.6.2 « Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites ».
Règles de répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat Recommandation n° 22.1 : Le mode de répartition de ces rémunérations « tient compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au conseil et dans les comités, et comporte donc une part variable prépondérante ».	Une part significative mais non prépondérante des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et aux Comités du Conseil.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée au titre du mandat, qui rémunère la présence effective des administrateurs, n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente, à ce jour, 50 % de la somme totale allouée et qu'elle est, comme le recommande le Code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.1.2 « Rémunération des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration



* Hors administrateurs représentant les salariés.

** Composition du Conseil à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

*** Calculé sur l'ensemble du Conseil d'administration, hors administrateurs salariés, tous les administrateurs participants aux réunions.

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, EDF est administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, certains d'entre eux sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ⁽¹⁾.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement ⁽²⁾, le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ⁽³⁾ et le Secrétaire du Comité social et économique central d'EDF assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1^{er} janvier 2023 et jusqu'à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration (voir ci-après le tableau des renseignements personnels concernant les administrateurs) :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'événement	Date de l'événement
Claire Bordenave	Administratrice élue par les salariés (parrainée par la CGT)	Démission	16/02/2023
Fabrice Guyon	Administrateur élu par les salariés (parrainé par la CGT)	Succession de Claire Bordenave ⁽¹⁾	16/02/2023
Karine Granger	Administratrice élue par les salariés (parrainée par la CGT)	Échéance du mandat	22/11/2023
Jean-Paul Rignac	Administrateur élu par les salariés (parrainé par la CGT)	Échéance du mandat	22/11/2023
Vincent Rodet	Administrateur élu par les salariés (parrainé par la CFDT)	Échéance du mandat	22/11/2023
Christian Taxil	Administrateur élu par les salariés (parrainé par CFE-CGC)	Échéance du mandat	22/11/2023
Christophe Béguinet	Administrateur élu par les salariés (parrainé par la CFDT)	Prise d'effet du mandat ⁽²⁾	23/11/2023
Aurélien Frionnet	Administratrice élue par les salariés (parrainé par CFE-CGC)	Prise d'effet du mandat ⁽²⁾	23/11/2023
Gérald Lacoste	Administrateur élu par les salariés (parrainé par CFE-CGC)	Prise d'effet du mandat ⁽²⁾	23/11/2023
Cécile Pichot	Administratrice élue par les salariés (parrainée par la CGT)	Prise d'effet du mandat ⁽²⁾	23/11/2023

(1) L'article 16 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public prévoit que les candidats venant sur une liste immédiatement après le dernier candidat élu sont appelés à remplacer les représentants élus sur cette liste dont le siège deviendrait vacant pour quelque cause que ce soit.

(2) Les élections des administrateurs représentant les salariés au Conseil d'administration ont eu lieu du 5 au 12 octobre 2023, pour des mandats prenant effet le 23 novembre 2023.

(1) Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).

(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.

(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

L'Assemblée générale annuelle réunie le 28 juin 2023 a renouvelé, pour une durée de quatre ans, le mandat de Claire Pedini, Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, administrateurs indépendants nommés par l'Assemblée générale, et de Gilles Denoyel et Anne-Marie Descôtes, administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État.

À l'issue des élections des administrateurs représentant les salariés au Conseil d'administration d'EDF qui se sont déroulées du 5 au 12 octobre 2023, les mandats de Fabrice Guyon et Sandrine Lhenry ont été renouvelés pour une durée de quatre ans.

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %, hors administrateurs représentant les salariés.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte dix femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 58,33 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) et de 55,6 % sur l'ensemble du Conseil.

Politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société

Le Conseil a par ailleurs défini, le 16 décembre 2020, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline à EDF les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif ⁽¹⁾ et qui prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accès aux Comités de direction et au niveau dirigeant (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »). Les objectifs fixés par le Conseil étaient, au périmètre de la Société, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ; ce résultat est atteint à fin 2023, avec 31,8 % de femmes parmi les membres des Comités de direction, soit + 1,6 point sur les 3 dernières années ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025 ; ce résultat est atteint à fin 2023, avec 32 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants, soit + 4 points sur les 3 dernières années.

Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent annuellement les résultats obtenus dans le cadre de cette politique, à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »). Le Comité et le Conseil ont ainsi examiné, lors de leurs réunions du 5 octobre 2023 et du 8 novembre 2023 respectivement, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique.

Politique de mixité des instances dirigeantes au périmètre du Groupe

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a également pris connaissance, lors d'une réunion du 8 février 2023, de la déclinaison de l'Ambition mixité sur la population des dirigeants au périmètre du Groupe (voir la section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe »).

Au 31 décembre 2023, le Groupe comptait 24 % de femmes dirigeantes, 31,7 % de femmes parmi les membres de Comités de direction et 29,3 % de femmes parmi les cadres, pour une proportion de 26,3 % de femmes parmi les effectifs (voir la section 3.3.3.1.2 « Les résultats en 2023 »).

Obligations issues de la loi Rixain

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes ⁽²⁾ à compter du 1^{er} mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1^{er} mars 2029.

La diversité et la mixité des dirigeants et des futurs dirigeants étant des leviers essentiels de la transformation du Groupe, EDF a dynamisé en 2023 son plan d'actions afin de répondre à cet enjeu et d'atteindre les objectifs fixés par la Loi Rixain (voir la section 3.3.3.1.2 « Les résultats en 2023 »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration s'interroge régulièrement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, la parité ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 avait défini une politique de diversité et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe et avait considéré que pour atteindre un bon équilibre dans sa composition et favoriser la mise en œuvre de ses orientations stratégiques, la priorité devait être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Cette politique a été réexaminée et mise à jour par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 17 février 2021, dans le contexte de l'arrivée à leur terme des mandats de plusieurs administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale annuelle tenue en 2021, et en tenant compte des attentes qui avaient été formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe du Conseil d'administration réalisée fin 2020.

Depuis lors, à l'occasion de chaque renouvellement du mandat d'un administrateur ou à l'occasion de départs impliquant la nomination ou la cooptation d'administrateurs, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance examine les candidatures envisagées en tenant compte des objectifs recherchés en matière d'âge, de parité, d'expérience professionnelle, de complémentarité des profils et de maintien d'une proportion suffisante d'administrateurs indépendants au sein du Conseil fixée à *minima* au tiers des administrateurs tel que recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

Les membres du Conseil d'administration sont interrogés, à l'occasion des évaluations annuelles du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et des évaluations externes, sur leur appréciation de la composition du Conseil d'administration et leurs attentes et suggestions concernant des évolutions éventuelles de cette composition. Il ressort par exemple de la dernière évaluation interne réalisée en 2023 que plusieurs administrateurs suggèrent de renforcer au sein du Conseil les administrateurs dotés d'un profil industriel (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

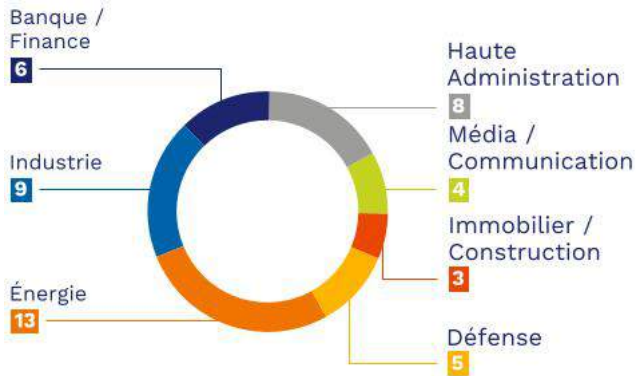
(1) Voir la section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe ». Le Comité exécutif d'EDF a renforcé les ambitions pour le Groupe en 2021 en vue d'atteindre 30 % de femmes d'ici 2026, puis de 36 à 40 % à l'horizon 2030, dans toutes les strates de l'entreprise (effectifs, cadres, instances dirigeantes).

(2) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

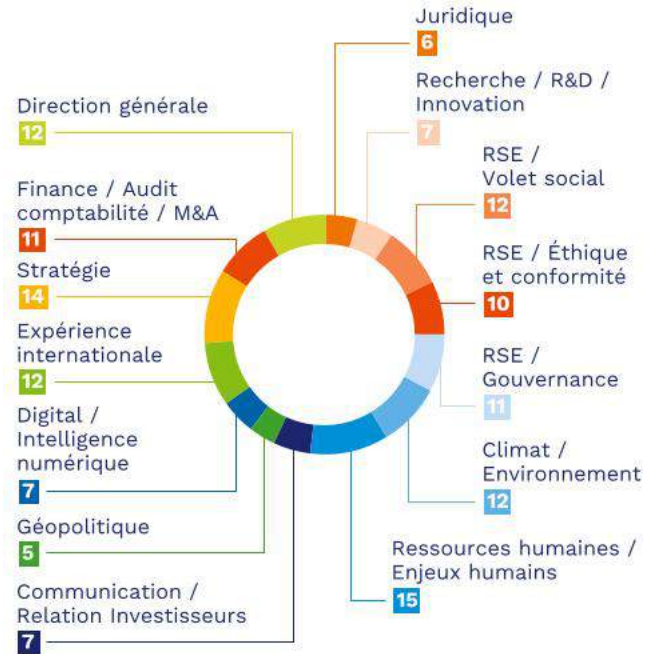
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et des compétences fonctionnelles de l'ensemble des membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2023 :

Expertises sectorielles par type de compétence



Expertises fonctionnelles par type de compétence



Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	INFORMATIONS PERSONNELLES				EXPÉRIENCE	SITUATION AU SEIN DU CONSEIL				PARTICIPATION À DES COMITÉS					
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre de mandats dans des sociétés cotées	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale															
Luc Rémont*															
Président-Directeur Général	54	M	Française	1		18/11/2022	AG 2025	1,33	P						
Nathalie Collin	59	F	Française	0	▲	22/07/2021	AG 2025	2,5		■	■				
Bruno Crémel	58	M	Française	0	▲	16/05/2019	AG 2027 ⁽¹⁾	4,67		■					
Colette Lewiner	78	F	Française	1	▲	11/04/2014	AG 2025 ⁽²⁾	9,76				■		P	
Claire Pedini	58	F	Française	0	▲	12/05/2016	AG 2027	7,68					P	■	
Philippe Petitcolin	71	M	Française	2	▲	16/05/2019	AG 2027	4,67	■	■	P				
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État															
Anne-Marie Descôtes	64	F	Française	0		28/11/2022	AG 2027	1,25	■						
Gilles Denoyel	69	M	Française	0		16/05/2019	AG 2027	4,67				P			
Marie-Christine Lepetit	62	F	Française	0		07/05/2012	AG 2025	11,69		P	■	■			
Michèle Rousseau	66	F	Française	0		30/09/2016	AG 2025	7,29				■	■		
Delphine Gény-Stephann	55	F	Française	1		12/05/2022	AG 2025	1,83					■		
Administrateur représentant de l'État															
Alexis Zajdenweber	47	M	Française	2		23/09/2022	20/11/2026	1,42	■					■	
Administrateurs élus par les salariés															
Christophe Béguinet	58	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	<1	■	■			■		
Aurélie Frionnet	46	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	<1	■		■	■			
Fabrice Guyon	50	M	Française	0		16/02/2023	22/11/2027	1,08	■	■		■			
Gérald Lacoste	47	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	<1		■			■		
Sandrine Lhenry	49	F	Française	0		28/07/2021	22/11/2027	2,5	■	■			■		
Cécile Pichot	49	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	<1					■	■	

* M. Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.

(1) AG 2027 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.

(2) AG 2025 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

■ Membre du Comité

P Président du Comité

▲ Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 15 janvier 2024, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Luc RÉMONT, 54 ans



Président-Directeur Général ⁽¹⁾

Date de nomination au Conseil : 18 novembre 2022

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ⁽²⁾

Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de la stratégie

Nationalité : Française

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale supérieure des techniques avancées (ENSTA Paris), Luc Rémont a débuté sa carrière en 1993 en tant qu'ingénieur à la Direction Générale de l'armement (DGA). En 1996, il intègre le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie où il occupe différents postes. Tout d'abord à la Direction du Trésor, il est chargé des relations avec la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et la Banque mondiale, puis des participations de l'État dans les sociétés du secteur des transports. Il devient ensuite conseiller technique, chargé des participations, puis Directeur Adjoint au sein du cabinet des ministres des Finances de 2002 à 2007. En 2007, il rejoint la banque Merrill Lynch et devient en 2009, Directeur général de la banque de financement et d'investissement Bank of America Merrill Lynch en France. Il rejoint Schneider Electric en avril 2014 et devient Président de Schneider Electric France, puis il est nommé Directeur général des Opérations internationales de Schneider Electric en charge de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et du Moyen-Orient, de l'Inde, de l'Asie de l'Est et du Pacifique en avril 2017. Par ailleurs, entre 2015 et 2018, Luc Rémont a été Président du GIMELEC, groupement de 230 entreprises françaises concevant et déployant les technologies électriques et numériques pour le pilotage optimisé et sécurisé des énergies des bâtiments, de l'industrie et des infrastructures du numérique. Il a également été membre du Conseil d'administration de Naval Group, leader européen du naval de défense de 2014 à 2020 et administrateur de Worldline, leader européen de la sécurisation des paiements et transactions numériques de 2014 à 2023. Luc Rémont est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 23 novembre 2022.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Président du Conseil d'administration Schneider Electric India Private Limited
- Administrateur de Naval Group
- Administrateur de Worldline
- Administrateur d'EDF Renouvelables

(1) Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.

(2) Luc Rémont a été coopté par le Conseil d'administration en qualité d'administrateur, en remplacement de François Delattre, pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Nathalie COLLIN, 59 ans



**Administratrice nommée
par l'Assemblée générale**

Date de nomination au Conseil : 22 juillet 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit et du Comité des engagements

Nationalité : Française

Nathalie Collin est titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC. Après avoir été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993 et Directrice Financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, Nathalie Collin devient Directrice financière France d'Interleaf en 1993, puis Directrice Financière Europe et Executive Vice-President Finance d'Interleaf en 1995. De 1997 à 2009, elle occupe différentes fonctions au sein d'EMI Music France, dont elle devient Présidente du Directoire en 2002. Elle est Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014. En 2014, elle rejoint le groupe La Poste où elle occupe les fonctions de Directrice Générale Adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant de devenir Directrice Générale de la branche grand public et numérique en mars 2021. Elle a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de GeoPost et membre du Comité d'Orientation de Docaposte et LP11.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	GeoPost	France
Membre du Comité d'Orientation	Docaposte	France
Membre du Comité d'Orientation	LP11	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente de LP11
- Administratrice de La Banque Postale
- Administratrice de la SNCF
- Membre du Comité d'Orientation de Mediapost

BRUNO CRÉMEL, 58 ans



Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019

Dernier renouvellement : 28 juin 2023

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit

Nationalité : Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générale des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, Bruno Crémel est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech dont il est General Partner et Directeur Général Délégué depuis mai 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech Partners	France
Président	Partech Growth GP	France
Président	Partech Growth II Holding	France
Président du Conseil d'administration	Artaris	France
Administrateur	Evaneos	France
Membre du Comité stratégique	Rouje	France
Administrateur	Weglot	France
Administrateur	Fonds de Dotation Française du Louvre	France
Administrateur	M-Files	Finlande
Membre du Conseil de surveillance	Exporo	Allemagne
Administrateur	Studocu	Pays-Bas
Administrateur	Channable	Pays-Bas
Board observer	TransferRoom	Royaume-Uni

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de EcoVadis
- Administrateur de Sendinblue

À l'étranger

- Administrateur de Made.com (UK)
- Administrateur de NA-KD (Suède)

GILLES DENOYEL, 69 ans



Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019

Dernier renouvellement : 28 juin 2023

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Nationalité : Française

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la sous-direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur Financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2017, il est Président *International Institutional Relations* de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local et membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018. Il a été membre du Conseil de surveillance de Rothschild & Cie de mai 2020 à la sortie de la cote, en novembre 2023.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	Dexia	Belgique
Président du Conseil d'administration	Dexia Crédit Local	France
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance Rothschild & Cie

Anne-Marie DESCÔTES, 64 ans



**Administratrice nommée
par l'Assemblée générale sur
proposition de l'État**

Date de nomination au Conseil : 28 novembre 2022

Dernier renouvellement : 28 juin 2023

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie

Nationalité : Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure et de l'École nationale d'administration, Anne-Marie Descôtes est également agrégée d'allemand, titulaire d'un DEA d'études germaniques et d'une licence d'histoire de l'art. Après avoir enseigné l'allemand pendant deux ans, elle est attachée culturelle à l'ambassade de France à Bonn de 1987 à 1990. À sa sortie de l'ENA, elle est nommée à la direction de la coopération européenne au ministère des Affaires étrangères où elle suit d'abord les dossiers concernant les relations extérieures de la communauté, puis les affaires communautaires internes, en particulier la création du pilier JAI (1994-1997), avant de devenir conseillère technique au cabinet de Pierre Moscovici, ministre délégué aux Affaires européennes (1997-2001). De 2001 à 2005, elle occupe les fonctions de conseillère chargée de l'élargissement et de l'Europe centrale et du Sud-Est à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Elle est ensuite conseillère Europe et ex-URSS à Washington de 2005 à 2008, directrice de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de 2008 à 2013, puis Directrice générale de la mondialisation, de la culture, de l'enseignement et du développement international de 2013 à 2017. Après avoir été ambassadrice extraordinaire et plénipotentiaire de France en Allemagne de 2017 à 2022, Anne-Marie Descôtes est nommée, le 30 août 2022, Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Elle a été élevée à la dignité d'ambassadrice de France le 25 novembre 2020. Anne-Marie Descôtes est administratrice d'Orano depuis octobre 2022.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Orano	France
Administratrice	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administratrice	Institut national du service public (INSP)	France
Administratrice	Institut Français	France
Administratrice	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administratrice	Institut des Hautes Études de Défense nationale	France
Administratrice	Institut du Monde arabe	France
Administratrice	France médias monde	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente du Conseil d'administration de France Éducation International

Delphine GENY-STEPHANN, 55 ans



Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2022

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Ingénieure issue de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées et diplômée du MBA du Collège des ingénieurs, Delphine Gény-Stephann débute sa carrière en 1994 à la Direction Générale du Trésor du ministère de l'Économie et des Finances. En 1999, elle intègre l'Agence des participations de l'État et siège au sein du Conseil d'administration de plusieurs entreprises à participation publique. Delphine Gény-Stephann rejoint le pôle des Matériaux haute performance du groupe Saint-Gobain en 2005 en tant que Directrice du Développement, puis Directrice Financière de l'activité Matériaux céramiques. En 2013, elle est chargée des fusions-acquisitions et est nommée Directrice *External Venturing* du groupe. En 2014, elle devient Directrice du plan et de la stratégie de la Compagnie de Saint-Gobain, membre du Comité de Direction Générale du groupe, avant d'être nommée Directrice Générale de l'activité Carbone de Silicium et Quartz. En novembre 2017, elle est nommée Secrétaire d'État auprès du ministre de l'Économie et des Finances, fonction qu'elle exerce jusqu'en octobre 2018. Delphine Gény-Stephann est consultante depuis 2019 et elle exerce, depuis fin 2022, une mission de conseil au sein du Conseil consultatif (« *Advisory Council* ») constitué par la banque Morgan Stanley auprès de son bureau de Paris. Elle est également administratrice de Thales et d'Eagle Genomics, membre du Comité d'orientation de GENE Capital Entrepreneur SAS et du Comité de surveillance de la Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement (maison mère du groupe Saur).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Consultante

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Thales	France C
Administratrice	Eagle Genomics	Royaume-Uni
Membre du Comité de surveillance	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	France
Membre du Comité d'orientation et Présidente du Comité de mission	GENEO Capital Entrepreneur SAS	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 62 ans



Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 7 mai 2012

Dernier renouvellement : 6 mai 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des engagements

Nationalité : Française

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et de déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est membre du Comité des risques et du contrôle interne de la Fondation des apprentis d'Auteuil depuis avril 2019 et du Conseil des prélèvements obligatoires depuis décembre 2023.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Inspectrice générale des finances

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Membre	Conseil des prélèvements obligatoires	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de l'Institut d'études politiques de Paris

Colette LEWINER, 78 ans



**Administratrice nommée
par l'Assemblée générale**

Date de nomination au Conseil : 11 avril 2014

Dernier renouvellement : 6 mai 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Nationalité : Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure et agrégée de physique et docteur ès sciences, Colette Lewiner a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la Direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur Global Energy and Utilities. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Elle a été administratrice du groupe Bouygues de 2010 à 2022 et Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015. Elle est membre de l'Académie des Technologies (depuis 2002) et administratrice des sociétés CGG, Colas et Equans. Elle est Grand Officier dans l'ordre national de la Légion d'Honneur et dans l'ordre du Mérite.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	CGG	France C
Administratrice	COLAS (groupe Bouygues)	France
Administratrice	Equans (groupe Bouygues)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de Bouygues
- Administratrice de Getlink
- Administratrice de Nexans

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Claire PEDINI, 58 ans



**Administratrice nommée
par l'Assemblée générale**

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2016

Dernier renouvellement : 28 juin 2023

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Nationalité : Française

Diplômée de l'École des hautes études commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École supérieure de commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain en juin 2010, elle est ensuite nommée Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale jusqu'en janvier 2019. Elle est actuellement Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

PHILIPPE PETITCOLIN, 71 ans



Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019

Dernier renouvellement : 28 juin 2023

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Président du Comité des engagements, membre du Comité de la stratégie et membre du Comité des risques et de l'audit

Nationalité : Française

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne *The Aerospace and Defence Industries* (ASD). Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration de KNDS et du Conseil de surveillance de Diot-Siaci et administrateur de Pernod Ricard et d'Alstom.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur de sociétés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	KNDS	Pays-Bas
Président du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France
Administrateur	Pernod Ricard	France C
Administrateur	Alstom	France C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

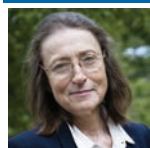
- Administrateur et Directeur Général de Safran
- Administrateur de Suez

À l'étranger

- Administrateur Belcan Corporation (États-Unis)

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 66 ans



Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 30 septembre 2016

Dernier renouvellement : 6 mai 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Diplômée de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas-de-Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'Industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice Générale Adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire Générale Adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières jusqu'en mars 2023, Michèle Rousseau est administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) depuis 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Administratrice

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Agence Nationale de la Recherche (ANR)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherche Géologiques et Minières - BRGM
- Administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Alexis ZAJDENWEBER, 47 ans



Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil : 23 septembre 2022

Dernier renouvellement : 21 novembre 2022

Échéance du mandat en cours : 20 novembre 2026

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Nationalité : Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration, Alexis Zajdenweber a débuté sa carrière en 2003 en tant qu'adjoint au chef du bureau épargne et marchés financiers de la direction du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2006, il devient adjoint au chef du bureau financement et développement des entreprises de la direction du Trésor et de la politique économique. En 2007, il est détaché comme conseiller concurrence et aides d'État, droit des sociétés et gouvernance d'entreprise au service Affaires économiques, financières et monétaires à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Il retrouve la Direction Générale du Trésor en 2009 comme chef du bureau des services bancaires et des moyens de paiement puis occupe en 2011 les fonctions de chef du bureau des investissements, de la lutte contre la criminalité financière et des sanctions. En juillet 2012, il est nommé conseiller chargé du secteur financier au cabinet du ministre de l'Économie et des Finances. En 2014, il rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) comme sous-directeur, chargé de la direction de participations Énergie. Il rejoint en mai 2017 la présidence de la République comme conseiller économie, finances, industrie. Alexis Zajdenweber est Commissaire aux participations de l'État depuis septembre 2022 et dirige depuis cette date l'APE. Il est administrateur de BPI France, de Renault, de la SNCF et de Thales.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Renault	France C
Administrateur	SNCF	France
Administrateur	Thales	France C
Administrateur	Bpifrance	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christophe BEGUINET, 58 ans



Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Diplômé de l'Institut National des Sciences et Techniques du Nucléaire et de l'Ecole Nationale Supérieure de Physique de Grenoble, Christophe Béguinet a débuté sa carrière dans des activités de Recherche et Développement au sein de la filière nucléaire en 1991. Il a ensuite contribué à la prise en compte des premières politiques énergétiques Européennes avec la séparation des réseaux de transport des producteurs. Il a ensuite rejoint la Direction EDF GDF Services avant de participer en 1999 à l'adaptation de l'entreprise au développement de l'internet à la Direction de la Stratégie. En 2001, il s'engage au sein de la Direction Commerce dans la préparation d'EDF à l'ouverture des marchés pour les entreprises et ensuite pour les particuliers. Il est Directeur Commercial PME-Pro pour les régions Centre-Val de Loire, Poitou-Charentes et Limousin en 2013 avant de rejoindre Enedis où il sera membre du Conseil de surveillance représentant les salariés de 2017 à 2022. Christophe Béguinet est également Chargé d'Enseignement à l'Université de Montpellier en master économie de l'énergie. Il est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargé de mission à la Direction Talents et Dynamique Managériale d'Enedis

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Conseil d'administration de l'Institut polytechnique de Grenoble	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre représentant les salariés au sein du Conseil de surveillance d'Enedis

Aurélié FRIONNET, 46 ans



Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des engagements et du Comité de suivi des engagements nucléaires

Nationalité : Française

Ingénieur diplômée de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon et d'un DEA de Génie Civil, Aurélié Frionnet a débuté son parcours professionnel en 2000 en tant qu'ingénieur travaux chez OTV, filiale du groupe Vivendi en charge de la construction d'usines de traitement d'eau potable et d'eaux usées. Elle intègre en 2001 le Centre National d'Équipements de Production d'Électricité (CNEPE) d'EDF en tant qu'ingénieur de projet sur le réexamen de sûreté mené sur l'ensemble du parc nucléaire à la suite de la tempête de 1999. En 2005, elle rejoint le Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN) où elle occupe successivement des fonctions d'ingénieur d'études et de management dans les domaines du génie civil puis de la sûreté nucléaire sur les projets EPR en France et au Royaume-Uni. En 2015, elle rejoint la Direction de la Stratégie du Groupe comme chargée d'études stratégiques dans les domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme. Depuis 2021, elle est chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique sur la thématique de la résilience et de l'adaptation du parc de production aux aléas climatiques à long terme. Aurélié Frionnet est parrainée par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandats/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Groupe Immobilière 3F	France

Mandats expirés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

FABRICE GUYON, 50 ans



Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 16 février 2023

Dernier renouvellement : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires

Nationalité : Française

Titulaire d'un BTS Contrôle industriel et régulation automatique (CIRA), Fabrice Guyon a débuté sa carrière chez EDF en intégrant en 1992 le CNPE de Chinon en tant qu'apprenti au sein du service de conduite. Il occupe par la suite plusieurs postes au sein du service d'exploitation du CNPE de Chinon (opérateur, pilote de tranche, chargé de consignation, cadre technique puis chef d'exploitation délégué) de 1994 à 2012. Détaché syndical depuis 2012, il exerce successivement les responsabilités de responsable local, Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen, coordinateur pour le Comité Groupe France et coordinateur à la Direction Production Nucléaire et Thermique, entre 2012 et 2023. Il est membre du Dialogue social sectoriel de l'électricité. Fabrice Guyon est aujourd'hui salarié du service exploitation du CNPE de Chinon. Il est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Salarié du CNPE de Chinon (EDF)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Gérald LACOSTE, 47 ans



Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Gérald Lacoste a débuté son parcours professionnel chez EDF-GDF Services dans le domaine de la clientèle en 1998. En 2003, il est diplômé de l'École Supérieure de Gestion, spécialité audit et expertise comptable, et rejoint la Direction des achats Groupe d'EDF où il occupe différents postes dans le domaine finance et gestion. A compter de 2016, il est élu représentant du personnel. Il poursuit son parcours syndical au siège d'EDF en 2019 où il exerce les responsabilités de Secrétaire du Comité Social et Économique, Coordonnateur CFE-CGC du Comité de Groupe France et membre du Comité d'Entreprise Européen. Gérald Lacoste fait partie de l'équipe fédérale de la CFE-CGC Énergies de 2019 à 2023. Il est actuellement Chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe. Gérald Lacoste est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Sandrine LHENRY, 49 ans



Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 28 juillet 2021

Dernier renouvellement : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Diplômée du Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM) et titulaire d'un Master II RH & RSE de l'Institut d'administration des entreprises (IAE) Paris Sorbonne, Sandrine Lhenry a débuté sa carrière dans les Industries électriques et gazières (IEG) en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans le domaine de la clientèle. De 2014 à 2017, elle est en charge du dialogue social de la branche des IEG au sein de l'équipe dirigeante de la fédération nationale FO Énergies et mines, puis elle est Secrétaire Générale adjointe de la fédération de 2017 à 2020. Chargée de mission à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis jusqu'en 2022, elle est actuellement chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre titulaire	Conseil Supérieur de l'Énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Cécile PICHOT, 49 ans



Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Nationalité : Française

Cécile Pichot débute sa carrière en 1997 en tant que responsable qualité chez Delattre Levivier SCTN, entreprise de logistique en milieux amiantés ou radioactifs, pour laquelle elle met en œuvre une organisation qualité qui a permis l'obtention de la certification « Amiante ». En 1998, elle rejoint la branche Commerce d'EDF en qualité de conseillère clientèle en appui des agences de la plaque Centre-Ouest. Elle intègre par la suite le CNPE de Chinon, où elle exercera plusieurs fonctions dont des missions d'audit au sein du Service Sûreté Qualité pour le projet ISO 9001 et ISO 14001. En 2005, elle devient chargée d'affaires en transport radioactif au Service Moyens de Site puis animatrice qualité en 2009. Diplômée de l'examen de Conseiller Sécurité Transport pour le transport de marchandises dangereuses en 2013, elle est notamment chargée de piloter cet enjeu en tant qu'Ingénieure Environnement Transport Radioprotection au sein du Service Sûreté Qualité pour le CNPE de Chinon, la Direction Industrielle et la DP2D. Elle obtient en 2020 un Master Santé Sécurité Environnement à l'Université de Nantes. Aujourd'hui Chargée de Fournisseurs à l'Unité technique opérationnelle (UTO) de la Division Production Nucléaire d'EDF, elle a en charge la qualification d'un portefeuille de fournisseurs pour le parc en exploitation d'EDF et pour le nouveau nucléaire. Cécile Pichot est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de Fournisseurs à la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités qu'il a constitués exercent leurs missions. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du Code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

En application de l'article 13 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration se renouvelle par roulement, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs sont nommés et peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du tribunal judiciaire statuant selon la procédure accélérée au fond à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, il est nommé après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF, au terme de ce processus, par décret du Président de la République le 23 novembre 2022.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières applicables aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent en outre une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique, qui se déroule en présence du Comité exécutif d'EDF. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant notamment en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être d'EDF (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie »), dont il suit le déploiement à travers le Groupe. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, et le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société et sur le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »). Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs ainsi que les mesures prises en conséquence. Il s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Aux termes de son règlement intérieur, mis à jour le 28 juin 2023, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour approuver ou autoriser les opérations et sujets suivants :

Plan stratégique d'entreprise	Plan stratégique présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).
Opérations financières	Emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture > 5 milliards d'euros (ou contre-valeur en devises).
Investissements et désinvestissements	Opérations de croissance externe, désinvestissement, croissance organique et opérations boursières réalisées par EDF ou ses filiales > 350 millions d'euros ou > 150 millions d'euros si hors orientations stratégiques.
Programmes industriels	Programmes industriels d'investissements ou de travaux sur actifs existants d'EDF et de ses filiales > 350 millions d'euros.
Opérations dans le domaine immobilier	Opérations réalisées par la Société ou ses filiales > 200 millions d'euros.
Contrats et marchés (hors combustible)	Contrats et marchés de fournitures, travaux ou services conclus par EDF > 350 millions d'euros, ou > 200 millions d'euros en cas de nouvelle orientation stratégique ou de nouveau métier.
Stratégie combustible	Stratégie du Groupe en matière d'opérations relatives au cycle du combustible nucléaire et de programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs en combustibles et services aval.
Achats ou ventes d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂	Achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO ₂ par EDF ou ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels > 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, la biomasse, les crédits d'émission et quotas de CO ₂ .
Accords stratégiques	Accords stratégiques constituant des engagements de coopération ou de partenariat d'EDF avec des partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies.
Sécurisation du financement des charges nucléaires	Politique de sécurisation du financement des charges nucléaires d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et approbation des projets d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés dépassant certains seuils en cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires.
Orientations stratégiques soumises au Comité social et économique central d'EDF	Orientations stratégiques d'EDF soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.
Politique en matière d'égalité professionnelle et salariale	Politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale en application de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce.

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Équilibre dans la répartition des pouvoirs

Les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société.

Le Conseil d'administration donne annuellement, à l'occasion de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités, son appréciation de l'organisation et de l'équilibre des pouvoirs tels qu'ils résultent du règlement intérieur du Conseil, et en particulier des limitations qu'il apporte aux pouvoirs du

Président-Directeur Général (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessus). Le Conseil estime que le dispositif en vigueur assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaires dans l'administration et la gestion de la Société (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

La question de l'équilibre dans la répartition des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il aurait connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	41,7 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Lors de la réunion du 8 février 2023, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance avait examiné la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Le Conseil d'administration avait procédé, lors de sa séance du 16 février 2023, et après avis du Comité, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin.

Lors de sa réunion du 6 février 2024, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a réexaminé la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que Luc Rémont, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut pas être qualifié d'indépendant (critère n° 1 prévu par l'article 10 du Code AFEP-MEDEF ⁽¹⁾).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique « représentent », en vertu de ce texte, « les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire ». Au vu des critères fixés par le Code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent donc être considérés comme indépendants (critère n° 8). Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin au regard du critère n° 3 prévu par le Code AFEP-MEDEF. Le Comité a en particulier examiné les liens d'affaires pouvant exister entre EDF et les sociétés dans lesquelles ces personnes exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2023), ainsi que sur un plan qualitatif (position de la personne dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles Mmes Collin, Lewiner et Pedini et MM. Crémel et Petitcolin exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et que la Société ne peut être considérée comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces personnes.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 15 février 2024, à l'évaluation de la situation individuelle de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, et a confirmé leur indépendance au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF, le Conseil ayant estimé qu'aucun d'entre eux n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, conformément au Code AFEP-MEDEF, soit une proportion de 41,7 %, supérieure au tiers recommandé par le Code AFEP-MEDEF.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Nathalie Collin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Colette Lewiner	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ : Signifie que le critère est satisfait.

(1) <https://afep.com/wp-content/uploads/2022/12/Code-AFEP-MEDEF-version-de-decembre-2022.pdf>.

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

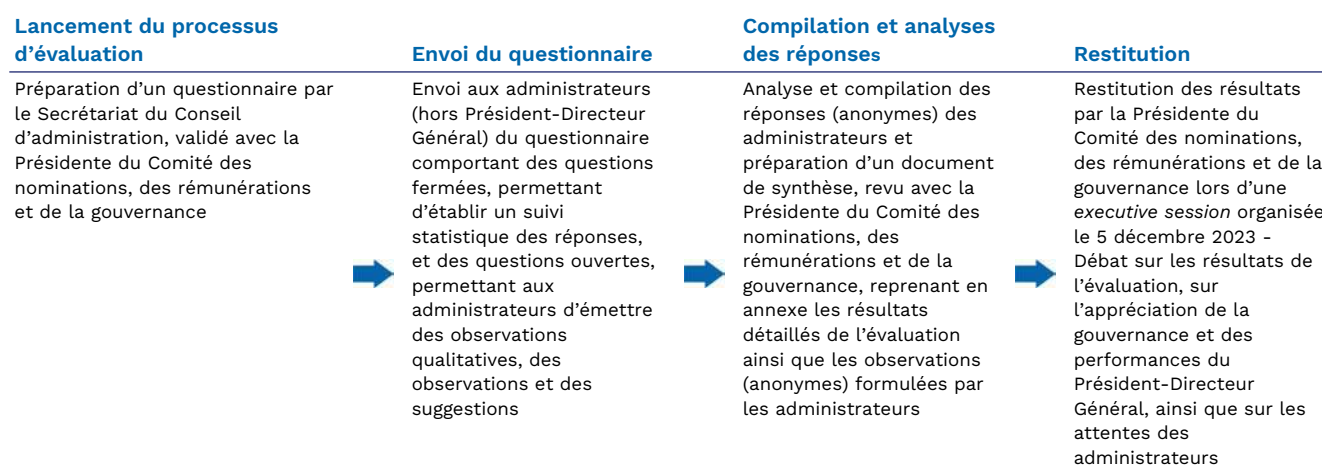
Conformément aux dispositions du Code AFEF-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil organise donc, une fois par an, un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Compte tenu du contexte particulier de l'année 2022 et notamment des changements importants intervenus dans la gouvernance de la Société, il avait été décidé de reporter l'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil à 2023.

Évaluation annuelle 2023

L'évaluation annuelle 2023 a été réalisée en interne, selon le processus décrit ci-dessous. L'objectif de l'évaluation était non seulement d'évaluer le fonctionnement du Conseil et de ses Comités et ses évolutions, mais également de faire le point sur les attentes des administrateurs pour l'exercice 2024 et au-delà, compte tenu notamment de l'arrivée au sein du Conseil de quatre nouveaux administrateurs élus par les salariés en novembre 2023.



Il ressort notamment des conclusions de l'évaluation interne menée en 2023 que :

- le fonctionnement général du Conseil et des Comités (nombre de séances, mise à disposition et qualité des dossiers, pertinence des sujets abordés, niveau général d'information) est jugé satisfaisant ;
- les administrateurs estiment que la qualité des travaux menés par les Comités du Conseil et les comptes-rendus qui en sont faits contribuent efficacement à la prise de décision en Conseil ;
- le séminaire stratégique organisé sur le projet d'entreprise du Groupe et son programme ont été salués ;
- les administrateurs apprécient l'animation des réunions du Conseil par le Président, la qualité des débats avant la prise de décision du Conseil, la dynamique d'échanges au sein du Conseil ainsi que son évolution ;
- les évolutions et innovations en matière de gouvernance sont appréciées (création du Comité des engagements, organisation de réunions consacrées au climat, création d'un Groupe de travail sur le projet d'entreprise du groupe EDF) ;
- l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil, tel qu'organisé par le règlement intérieur, est jugé équilibré et adapté au fonctionnement de la gouvernance de la Société ;
- les administrateurs jugent dans l'ensemble satisfaisante la taille du Conseil et saluent la diversité des profils ; certains suggèrent la nomination de plus d'administrateurs présentant un profil industriel.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figure notamment le renforcement du rôle du Conseil dans l'accompagnement de la Direction générale sur les réflexions prospectives. Les administrateurs ont par ailleurs défini une liste de sujets qu'ils considèrent comme prioritaires et qui seront inscrits dans le programme de travail du Conseil d'administration et de ses Comités pour 2024.

4.2.2.7 Information et formations des administrateurs

Information et formations

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission. Ces informations leur sont transmises dans des délais leur permettant d'exercer leur mission dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est par ailleurs informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également un suivi trimestriel d'indicateurs clés concernant EDF et le Groupe, un reporting trimestriel sur les grands projets industriels du Groupe, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

La Société propose aux administrateurs des formations complémentaires sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leurs secteurs d'activités, sur les enjeux de la Société et du Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent. Des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont également organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Le Conseil d'administration utilise une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités, ainsi que d'autres informations utiles pour la réalisation de ses missions.

Formation des administrateurs en matière de climat et de responsabilité sociale et environnementale (RSE)

La Référente Climat du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») établit chaque année avec la Direction de l'entreprise, avant le début de l'exercice, un programme annuel de travail du Conseil et du Comité de responsabilité d'entreprise sur les enjeux climatiques et en matière de RSE.

Un atelier spécifiquement consacré au climat a été organisé fin 2021, au cours duquel les administrateurs ont réalisé la Fresque du climat (voir la section 3.1.4.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique ») et ont débattu avec deux experts des négociations climatiques du bilan de la COP 26 de Glasgow.

En mai 2023, un nouvel atelier du Conseil consacré au climat a été organisé, afin notamment d'examiner le bilan de la COP 15 sur la biodiversité de Montréal et de débattre des limites planétaires et des enjeux de la COP28 de Dubaï et du Sommet pour un nouveau pacte financier mondial. Les administrateurs ont pu échanger avec le Directeur du laboratoire de génomique des plantes et des algues à l'Institut de Biologie de l'École normale supérieure de Paris, également Directeur de recherche au CNRS, et avec des représentants de l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) et du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères.

Afin de pérenniser, sur une base annuelle, ce format de sensibilisation et de discussion sur les enjeux du changement climatique, une nouvelle réunion du Conseil d'administration sera organisée courant 2024 selon le même format, afin d'examiner notamment la trajectoire carbone du Groupe.

Cette démarche s'inscrit dans la gouvernance d'EDF sur les enjeux liés au climat, qui vise à porter les enjeux climatiques au plus haut niveau de la Société et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble des sujets liés au climat, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale.

4.2.2.8 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité, exercer leur mandat avec diligence. Les administrateurs sont tenus d'informer le Président et d'obtenir son accord préalablement à toute communication ou prise de position individuelle publique concernant la Société ou le Groupe.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit d'obtenir communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission, les administrateurs ont également le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est par ailleurs tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.9 Activité du Conseil d'administration en 2023

	2023	2022
Nombre de réunions	14 *	22
Taux moyen de présence	91,7 %	95,4 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 23 minutes	2 heures et 24 minutes

* S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, un atelier dédié au climat et une executive session.

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels au Conseil et dans les Comités, au cours de l'exercice 2023, des administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2023 :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2023	Conseil d'administration	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Luc Rémont	100 %	100 %					
Christophe Béguinet ⁽¹⁾	100 %	100 %	100 %			100 %	
Nathalie Collin	100 %		100 %	80 %			
Bruno Crémel	100 %		100 %				
Gilles Denoyel	100 %				100 %		
Anne-Marie Descôtes	93 %	100 %					
Aurélien Frionnet ⁽¹⁾	100 %	100 %		100 %			
Delphine Gény-Stephann	100 %					83 %	
Fabrice Guyon ⁽²⁾	83 %	100 %	100 %		100 %	67 %	
Gérald Lacoste ⁽¹⁾	100 %		100 %			100 %	
Marie-Christine Lepetit	100 %		100 %	80 %	100 %		
Colette Lewiner	93 %				100 %		100 %
Sandrine Lhenry	86 %	100 %	86 %			67 %	
Claire Pedini	93 %					100 %	83 %
Philippe Petitcolin	100 %	33 %	86 %	100 %			
Cécile Pichot ⁽¹⁾	100 %					100 %	100 %
Michèle Rousseau	100 %				100 %	100 %	
Alexis Zajdenweber	86 %	100 %					100 %

(1) Administrateurs dont le mandat a pris effet le 23 novembre 2023.

(2) Administrateur membre du Comité de responsabilité d'entreprise jusqu'au 22 novembre 2023 inclus, membre du Comité de suivi des engagements nucléaires depuis le 28 juin 2023 et membre du Comité de la stratégie et du Comité des risques et de l'audit depuis le 23 novembre 2023.

Activité en 2023

Le Conseil a tenu un total de 14 réunions au cours de l'exercice 2023. Outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, il a notamment examiné ou autorisé des sujets tels que :

- l'actualité du programme de construction d'EPR2 en France et certains contrats et décisions associés (voir les sections 1.3.2 « Priorités de la stratégie », « Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables », et 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire ») ;
- l'avancement du programme industriel de réparation de la corrosion sous contrainte (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ») ;
- le suivi des grands projets du Groupe : Hinkley Point C (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »), EPR de Flamanville (voir la section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 »), Sizewell C (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »), Nuward (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire ») et programme du Grand carénage (voir la section 2.1.2 « Grand Carénage » de l'annexe des comptes sociaux) ;
- des points réguliers sur la politique commerciale d'EDF et le *market design* ;

- le projet d'acquisition par EDF des activités « *nuclear steam power* » de General Electric (voir la note 2.1.4 « Signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power » de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023) ;
- la trajectoire financière du Groupe ;
- la création d'un Groupe de travail d'administrateurs sur le projet d'entreprise du Groupe ;
- l'approbation de l'offre remise par EDF dans le cadre de l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire ») ;
- le projet d'investissement dans la liaison électrique Sardaigne Corse Italie (projet SACOI 3) ;
- la stratégie et les perspectives d'EDF dans les énergies renouvelables ;
- l'adaptation du Groupe au changement climatique ;
- les rapports 2022 de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ;
- la stratégie du cycle de l'uranium ;
- la préparation du passage de l'hiver 2023-2024 ;

- le rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») ;
- la politique de couverture d'EDF et la politique de risques sur les marchés de l'énergie ;
- la politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale ;
- divers sujets de gouvernance tels que la politique de rémunération des mandataires sociaux, l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et la mise à jour du règlement intérieur du Conseil.

Le Conseil a par ailleurs pris connaissance, au cours de l'exercice écoulé, de l'ensemble des sujets examinés par les Comités du Conseil, sur la base des dossiers des Comités qui lui sont communiqués, et il en a débattu à l'occasion des comptes-rendus que font les Présidents de Comités lors la séance suivante du Conseil d'administration.

Séminaire stratégique du Conseil d'administration

Les administrateurs se réunissent par ailleurs une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique. Lors du séminaire stratégique qui s'est tenu en 2023, le Conseil a débattu du projet d'entreprise en cours d'élaboration et plus particulièrement des nouveaux modèles commerciaux, des orientations stratégiques et de la trajectoire financière ainsi que de l'industrialisation du cycle nucléaire.

Executive session

Le règlement intérieur du Conseil prévoit qu'est organisée chaque année une réunion des administrateurs hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par la Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. À cette occasion, les administrateurs ont notamment débattu des résultats de l'évaluation interne du Conseil et des Comités, de leur appréciation de la présidence et de l'animation du Conseil par le Président-Directeur Général, des points de satisfaction dans le fonctionnement du Conseil et des Comités et des pistes d'amélioration possibles (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Groupe de travail d'administrateurs sur le projet d'entreprise du groupe EDF

Dans le cadre des travaux engagés concernant l'élaboration du projet d'entreprise du Groupe, le Conseil d'administration a décidé, le 23 mai 2023, de mettre en place un processus spécifique de préparation, d'instruction et d'approfondissement de ses travaux et des délibérations qu'il pourrait être amené à prendre dans ce cadre et de constituer un Groupe de travail d'administrateurs consacré à ce sujet.

Ce Groupe de travail a pour mission de suivre l'élaboration du projet d'entreprise, en liaison avec la Direction d'EDF, d'examiner ses caractéristiques au regard de l'intérêt social d'EDF et de ses enjeux stratégiques, industriels, financiers et sociaux, et de formuler tous avis et recommandations utiles au Conseil, afin que ce dernier puisse débattre et délibérer en pleine connaissance de cause.

Présidé par Bruno Crémel, le Groupe de travail comprend également Colette Lewiner, Claire Pedini et Aurélie Frionnet ⁽¹⁾. Il est assisté dans ses travaux par des conseils juridiques et financiers. Le Groupe de travail a tenu 11 réunions entre mai 2023 et décembre 2023.

4.2.3 Comités du Conseil d'administration ⁽²⁾

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de six Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité de la stratégie, le Comité des risques et de l'audit, le Comité des engagements, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

À l'occasion d'une mise à jour du règlement intérieur décidée le 28 juin 2023, le Conseil d'administration a créé un nouveau comité, le Comité des engagements (voir la section 4.2.3.3 « Comité des engagements »), et modifié le nom du Comité d'audit désormais dénommé Comité des risques et de l'audit (voir la section 4.2.3.2 « Comité des risques et de l'audit »).

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité, à l'exception du Comité de la stratégie qui est présidé par le Président-Directeur Général en application du règlement intérieur. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- Luc Rémont pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité des risques et de l'audit ;
- Philippe Petitcolin pour le Comité des engagements ;
- Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;

- Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Colette Lewiner pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2023, les Comités ont tenu un total de 31 réunions. Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 88,4 %. Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.6. Les taux de présence individuels des administrateurs dans les Comités sont présentés à la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2023 »

(1) Aurélie Frionnet a remplacé, au sein du Groupe de travail, Christian Taxil dont le mandat d'administrateur a pris fin le 22 novembre 2023.

(2) Données relatives à l'exercice 2023, à l'exception de celles concernant la composition des Comités, qui sont données à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel.

4.2.3.1 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du Document d'enregistrement universel. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie participent à l'ensemble de ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie

Luc Rémont	Président	Président-Directeur Général
Christophe Béguinet ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Anne-Marie Descôtes ⁽²⁾	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélie Frionnet ⁽¹⁾	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Membres du Comité depuis le 23 novembre 2023.

(2) Membre du Comité depuis le 31 janvier 2023.

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur :

- le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les accords stratégiques, les alliances et partenariats significatifs ;
- la politique en matière de recherche et développement ;
- la manière dont la Société et le Groupe déclinent la raison d'être d'EDF dans leur stratégie et dans la conduite opérationnelle de leurs activités, ainsi que l'organisation interne du Groupe destinée à en assurer le déploiement et la mise en œuvre.

	2023	2022
Nombre de réunions	3	2
Taux moyen de présence *	91,7 %	86,6 %
Durée moyenne des séances	3 heures 26 minutes	2 heures et 45 minutes

* Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les administrateurs participant aux réunions du Comité).

En 2023, le Comité a examiné en particulier :

- les enjeux stratégiques et les perspectives d'Enedis ;
- la stratégie hydraulique du groupe EDF ;
- un point d'étape sur les travaux du Groupe de travail d'administrateurs sur le projet d'entreprise du groupe EDF ;
- un point d'avancement sur le projet Nuward ;
- les principales hypothèses du plan moyen terme 2024-2026.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

4.2.3.2 Comité des risques et de l'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 821-67 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité des risques et de l'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des risques et de l'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Christophe Béguinet ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Fabrice Guyon ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Gérald Lacoste ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale

(1) Membres du Comité depuis le 23 novembre 2023.

Nombre de membres	8
Nombre d'administrateurs indépendants	3
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	75 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

L'article L. 821-67 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 17.1 du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité des risques et de l'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et enfin que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés.

Le Conseil d'administration réuni le 16 mai 2019 a constaté que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité était proposée, et M. Crémel, dont la nomination au Comité était proposée, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a nommé M. Petitcolin membre du Comité des risques et de l'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable.

Enfin, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a décidé de nommer Mme Collin membre du Comité des risques et de l'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable.

Mme Collin, M. Crémel et M. Petitcolin répondent donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 821-67 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité des risques et de l'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 821-67 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité des risques et de l'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 821-30 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;

- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changements climatiques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ;
- l'audit interne (programme annuel d'audit, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les auditeurs des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »), conjointement avec le Comité des engagements ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

Le Comité procède, conjointement avec le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »), à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière, et notamment des éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion, et formule toute recommandation pour en garantir l'intégrité. Il peut entendre l'organisme tiers indépendant en charge de la vérification de la déclaration de performance extra-financière de la Société. Il examine, avec le Comité de responsabilité d'entreprise, la cartographie des risques sociaux et environnementaux, en particulier les risques liés au changement climatique, ainsi que les risques en matière d'éthique et de conformité et s'assure, en lien avec ce Comité, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion de ces risques.

L'examen des comptes par le Comité des risques et de l'audit est accompagné d'une présentation par la Direction Générale des objectifs environnementaux, sociétaux et de gouvernance du Groupe et des principales réalisations (suivi d'indicateurs clés et des faits marquants en matière d'ESG), d'une présentation relative aux engagements hors bilan significatifs, ainsi que d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux.

Outre les réunions du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également à l'ensemble des réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2023

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2022 et 2023 :

	2023	2022
Nombre de réunions	7 *	6
Taux moyen de présence	91,1 %	97,9 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 45 minutes	3 heures et 9 minutes

* Dont une réunion conjointe avec le Comité de responsabilité d'entreprise.

En 2023, le Comité des risques et de l'audit a notamment examiné :

- les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents ;
- la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2023 et des conclusions de leurs diligences ;
- le budget 2024 et le plan moyen terme 2024-2026 ;
- la mise à jour de la cartographie des risques du Groupe, les méthodes de suivi et de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées ;
- le bilan du contrôle interne et de la maîtrise des activités ;
- la mise en œuvre du programme d'audit interne 2023 et le projet de programme d'audit 2024, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions ;
- la synthèse annuelle sur les risques marchés énergies et sur les risques de contrepartie du Groupe ;
- le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ;

- le reporting 2022 au titre de la taxonomie européenne (voir la section 3.7.4 « Taxonomie européenne ») et la déclaration de performance extra-financière 2022 du groupe EDF, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de responsabilité d'entreprise (voir le chapitre 3) ;

- l'anticipation par le groupe EDF des risques d'approvisionnement en matières rares ou critiques.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2023 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

4.2.3.3 Comité des engagements

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des engagements à la date de dépôt du Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des engagements

Philippe Petitcolin	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Aurélien Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	66,67 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Missions

Créé en 2023 par le Conseil d'administration, le Comité des engagements a pour mission d'émettre des avis destinés au Conseil sur les opérations de croissance externe, de désinvestissement, de croissance organique et les opérations boursières réalisées par EDF ou l'une de ses filiales qui dépassent les seuils prévus par le règlement intérieur, le cas échéant conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, préalablement à leur soumission au Conseil pour autorisation.

Il peut également examiner des opérations et engagements de cette nature, mais ne dépassant pas les seuils prévus par le règlement intérieur, ou toute autre opération sur demande du Président-Directeur Général, compte tenu notamment de leur intérêt stratégique.

Activité en 2023

	2023
Nombre de réunions	5
Taux moyen de présence	90 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 45 minutes

En 2023, le Comité des engagements a examiné :

- le projet de réponse du Groupe à l'appel d'offres éolien maritime du New Jersey (Atlantic Shores Offshore Wind) ;
- l'actualité du projet d'acquisition par EDF des activités « *nuclear steam power* » de General Electric ;
- l'offre du groupe EDF dans le cadre de l'appel d'offres relatif au projet éolien flottant de Bretagne Sud (voir la section 1.4.1.3.3.2 « Les filières et faits marquants », « L'éolien en mer (offshore) ») ;

- le projet d'offre en réponse à l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque ;
- les offres finales du Groupe dans le cadre du projet Sizewell C ;
- le projet d'investissement dans la liaison électrique Sardaigne Corse Italie (projet SACOI 3).

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

4.2.3.4 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires à la date de dépôt du Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélien Frionnet ⁽¹⁾	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon ⁽²⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Membre du Comité depuis le 23 novembre 2023.

(2) Membre du Comité depuis le 28 juin 2023.

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	25 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), régi par l'article D. 594-16 du Code de l'environnement, a pour mission de suivre les questions relatives à la sécurisation du financement des charges nucléaires visées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement, et dans ce cadre, de suivre la mise en œuvre de la politique de sécurisation du financement des charges nucléaires approuvée par le Conseil d'administration, incluant la politique d'évaluation des charges nucléaires et de constitution des provisions et la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés à la couverture de ces provisions.

Il prend connaissance des travaux et conclusions de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires d'EDF (FCECN), chargée par l'article D. 594-8, III, du Code de l'environnement, de contrôler l'évaluation des charges nucléaires et notamment d'émettre un avis sur l'évaluation de ces charges et leur échéancier prévisionnel, sur la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges (voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »).

Le Comité supervise les travaux de détermination et de révision périodique de l'allocation stratégique en matière d'investissements dans les actifs dédiés. Il examine le rapport triennal prévu à l'article L. 594-4 du code de l'environnement et ses notes annuelles d'actualisation, avant leur transmission à l'autorité administrative. Il suit l'efficacité du dispositif de contrôle interne mis en place par la Société concernant l'évaluation des charges nucléaires et la gestion des actifs de couverture et donne un avis sur le rapport annuel sur le contrôle interne avant sa soumission au Conseil pour approbation.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil d'administration ⁽¹⁾, qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossé actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Activité en 2023

	2023	2022
Nombre de réunions	4	3
Taux moyen de présence	91,7 %	94,4 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 35 minutes	3 heures et 23 minutes

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 16 décembre 2022 pour trois ans, après avis du CSEN.

En 2023, le Comité a examiné en particulier :

- la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés et le suivi des risques associés ;
- la mise en œuvre de l'allocation stratégique incluse dans la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés et la mise à jour de la note de référence, avant sa soumission au Conseil d'administration pour approbation ;
- les conclusions de l'étude ALM (*Asset and Liability Management*) 2023 concernant les actifs dédiés et de l'étude portant sur l'impact du risque climatique sur les actifs dédiés et le profil rendement-risque de ces actifs ;
- le déploiement de la Charte d'investisseur responsable des actifs dédiés et le bilan de son application ;
- la lettre d'actualisation 2023 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est annexé, avant la soumission du rapport au Conseil pour approbation ;

- les avis de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires ;
- l'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », « L'aval du cycle ») ;
- le suivi des recommandations internes et externes émanant notamment des autorités de tutelles (Direction Générale de l'énergie et du climat), de la Cour des comptes ou de l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- l'examen d'un projet d'investissement dans un actif d'infrastructure non coté dépassant le seuil de 400 millions d'euros prévu par le règlement intérieur du Conseil.

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

4.2.3.5 Comité de responsabilité d'entreprise

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise à la date de dépôt du Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Christophe Béguinet ⁽¹⁾	Membre	Administrateur élu par les salariés
Delphine Gény-Stephann	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Cécile Pichot ⁽¹⁾	Membre	Administratrice élue par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Membres du Comité depuis le 23 novembre 2023.

Nombre de membres	7
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	33,33 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Il procède, conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière, et notamment des éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion, et formule toute recommandation pour en garantir l'intégrité. Il peut entendre l'organisme tiers indépendant en charge de la vérification de la déclaration de performance extra-financière de la Société. Il examine, avec le Comité des risques et de l'audit, la cartographie des risques sociaux et environnementaux, en particulier les risques liés au changement climatique, ainsi que les

risques en matière d'éthique et de conformité et s'assure, en lien avec ce Comité, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion de ces risques.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment, et donne son avis au Conseil d'administration, sur le plan de vigilance de la Société, la trajectoire carbone et le plan de transition climatique de la Société et du Groupe, les orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de RSE, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, les modalités de mise en œuvre de cette stratégie, ainsi que les résultats obtenus, le choix des agences et les notations extra-financières de la Société, le reporting annuel en matière d'éthique et de conformité, la manière dont la Société et le Groupe mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et le rapport annuel du médiateur d'EDF.

Il intègre dans ses réflexions les enjeux et points d'attention soulevés dans le cadre du dialogue avec les parties prenantes externes à la Société.

Référente Climat du Conseil d'administration

La Société a renforcé sa gouvernance en matière de climat en désignant, dès 2020, une Référente Climat au sein du Conseil d'administration d'EDF. Le règlement intérieur du Conseil prévoit que la fonction de Référente Climat au sein du Conseil est confiée, sauf décision contraire du Conseil, à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. La Référente Climat, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.4 « Gouvernance climatique d'EDF »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;

- informer régulièrement le Conseil de la stratégie climat de la Société, après examen par le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) ⁽¹⁾ et/ou les meilleures pratiques internationales en matière de gouvernance climatique et de communication des enjeux et opportunités liés au climat et dont il rend compte des risques liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

Activité en 2023

	2023	2022
Nombre de réunions	6 *	5
Taux moyen de présence	78,2 %	93,3 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 40 minutes	2 heures et 1 minute

* Dont une réunion conjointe avec le Comité des risques et de l'audit.

En 2023, le Comité de responsabilité d'entreprise a examiné en particulier :

- le reporting 2022 au titre de la taxonomie européenne (voir la section 3.7.4 « Taxonomie européenne ») et la déclaration de performance extra-financière 2022 du groupe EDF, lors d'une réunion conjointe avec le Comité des risques et de l'audit (voir le chapitre 3 « Performance extra-financière ») ;
- le plan de vigilance 2022 du Groupe et sa mise en œuvre (voir la section 3.8 « Plan de vigilance ») ;
- l'organisation et les actions du Groupe en matière de lobbying européen ;
- un point sur le Conseil de parties prenantes ;
- le bilan de l'enquête My EDF Group 2022 ;
- le rapport 2022 du Médiateur du groupe EDF ;

- le bilan 2022 et les résultats de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et de la politique santé-sécurité du Groupe ;
- un point sur les achats responsables et durables d'EDF ;
- une présentation des engagements et de l'ambition Nature du Groupe ;
- un point d'étape sur l'organisation du Groupe et les actions menées dans le cadre du chantier RH relatif à l'anticipation des compétences nécessaires pour la transition énergétique.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

4.2.3.6 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance à la date de dépôt du Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Colette Lewiner	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Cécile Pichot ⁽¹⁾	Membre	Administratrice élue par les salariés
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Membre du Comité depuis le 23 novembre 2023.

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	66,67 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

(1) Voir les sections 3.1.4.2 « Mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) » et 3.1.4 « Gouvernance climatique d'EDF ».

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil d'administration ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels, peut réaliser ses propres études sur les candidats et missionner des consultants spécialisés pour l'assister dans l'identification de candidats potentiels. Il donne son avis au Conseil sur les propositions de nominations au sein des Comités du Conseil d'administration. Il propose au Conseil la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité et assure une représentation équilibrée entre les femmes et les hommes au sein des instances dirigeantes de la Société ⁽¹⁾ et parmi les cadres dirigeants.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération.

Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il donne au Conseil d'administration son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du Code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil d'administration ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant. Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité des risques et de l'audit, il examine la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil d'administration.

Activité en 2023

	2023	2022
Nombre de réunions	6	5
Taux moyen de présence	87,5 %	90 %
Durée moyenne des séances	43 minutes	42 minutes

En 2023, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a notamment examiné :

- les propositions concernant la fixation de la rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs et la politique de rémunération des mandataires sociaux ;
- la politique de rémunération des dirigeants d'EDF, sa mise en œuvre et ses évolutions ;
- la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévu par le Code AFEP-MEDEF ;
- le projet de rapport sur le gouvernement d'entreprise inclus dans le document d'enregistrement universel 2022 ;
- les propositions de renouvellements du mandat d'administrateurs par l'Assemblée générale annuelle ;

- la mise en œuvre, au périmètre du Groupe, de l'Ambition mixité concernant les dirigeants (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ») ;
- le projet de mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et de création du Comité des engagements (voir la section 4.2.3.3 « Comité des engagements ») ;
- une situation de conflit d'intérêts potentiel déclarée par un administrateur ;
- les pistes de réflexion concernant l'évolution des règles de rémunération des administrateurs.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2023.

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs en fonction de l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte quatorze membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Luc Rémont	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Brice Bohuon	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale
Caroline Chanavas	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Bernard Fontana	Directeur exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance Impact, Investissements et Finance
Véronique Lacour	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Thierry Le Mouroux	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply chain
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement

Chloé Pfeiffer, Directrice coordination exécutive du Groupe, assure le Secrétariat du Comité exécutif depuis le 1^{er} juillet 2023.

Bruno Bensasson cessera ses fonctions au sein du Groupe à compter du 15 avril 2024⁽¹⁾. Béatrice Buffon sera proposée en qualité de Présidente-Directrice Générale d'EDF Renouvelables lors du Conseil d'Administration d'EDF Renouvelables, le 5 avril 2024, en remplacement de Bruno Bensasson.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. Il est également à l'initiative du développement du bureau de Paris dans le conseil au gouvernement (Ministère des Finances, de l'Énergie et des Transports, de la Santé). En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie. À ce titre, il occupe les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les

activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Outre ses responsabilités opérationnelles, Marc Benayoun intervient régulièrement dans le monde académique (École des Mines de Paris, Université Paris-Dauphine, Bocconi à Milan) sur les thèmes de l'organisation du secteur électrique et gazier, de sa régulation, ainsi que sur le thème du leadership dans la transition énergétique. Marc a reçu le prix d'« Économiste de l'année » en 2018, de la part de l'Association Italienne des Économistes de l'Énergie. Depuis juillet 2019, Marc Benayoun est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. À ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc Benayoun est également membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'administration d'Edison et il supervise les activités de la plateforme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

(1) Voir communiqué de presse du Groupe du 28 mars 2024 « Nominations Groupe EDF ».

Bruno Bensasson, est ingénieur diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de sûreté nucléaire en tant que chef de division régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de cabinet du directeur général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller technique au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. À partir de 2016, il occupait, depuis 2016, le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018, Bruno Bensasson est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge du pôle Énergies Renouvelables et Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables.

Brice Bohuon, diplômé de l'École des Mines de Paris et de Sciences-Po Paris, et ancien élève de l'École nationale d'administration. Il a débuté sa carrière professionnelle en 2007 au sein du Conseil d'État en tant que juge et conseiller du Gouvernement avant d'y être nommé, en 2010, Secrétaire Général Adjoint. En 2013 il rejoint SNCF Transilien où il occupe successivement les postes de Secrétaire Général puis de Directeur du Marketing et des Services. Il devient Directeur Général de la Commission de Régulation de l'Énergie en 2017, avant de rejoindre Transdev France en tant que Directeur général adjoint en 2019. En 2021, il devient Directeur général délégué de la Région Île-de-France. En avril 2023, il a rejoint EDF en tant que Directeur exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général.

Béatrice Buffon commence sa carrière en 2000 comme responsable des financements de projets, d'abord chez COGETHERM, société spécialisée dans les projets de cogénération gaz, puis chez SIIF Énergies dans les projets éoliens et biomasse. Elle évolue ensuite vers le développement de projets renouvelables et rejoint le Groupe POWEO en 2007 comme Directrice adjointe de POWEO Énergies Renouvelables. Elle pilote à partir de 2011 le développement des premiers projets éoliens offshore en France au sein de EDF Renouvelables. Son équipe a été lauréate de quatre projets représentant une puissance totale de 2000 MW. Elle est nommée en 2014 Directrice Générale Adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du Comité de Direction. En 2020, elle rejoint EDF en tant que Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale, qui porte le développement et la réalisation de projets dans une vingtaine de pays dans différents domaines liés à la production bas carbone, au stockage, aux réseaux et aux solutions distribuées. Chevalier de l'Ordre national du Mérite, elle est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Béatrice Buffon sera proposée en qualité de Présidente-Directrice Générale d'EDF Renouvelables lors du Conseil d'Administration d'EDF Renouvelables le 5 avril 2024⁽¹⁾.

Caroline Chanavas est titulaire d'un DESS en ingénierie multilingue de l'Institut National des Langues et Civilisations Orientales (Inalco), de l'École des Hautes Études en Sciences Sociales (EHESS) et d'une maîtrise de chinois. Elle a rejoint le groupe EDF en avril 2023 au poste de Directrice déléguée des Ressources Humaines. Elle est également ancienne auditrice de l'Institut des Hautes Études de Défense Nationale (IHEDN). Elle a débuté sa carrière professionnelle en 1990 en Chine au sein d'Imaje-Jingling en tant que Responsable commerciale. En 1995, elle a rejoint Sema Group (devenu SchlumbergerSema) et créé la filiale en Chine dont elle est devenue Directrice générale. À son retour en France, elle a pris la Direction des Alliances et des Partenariats de SchlumbergerSema. En 2003, Caroline Chanavas devient Directrice de la Stratégie Asie Pacifique de Bull, avant de rejoindre la division Air Opérations de Thales en 2006 où elle occupe successivement les postes de Directrice des Achats, des Opérations commerciales, et enfin de la Stratégie et du Marketing. Caroline Chanavas a rejoint Naval Group en 2013 en tant que Directrice des Achats à la Direction des Services en charge de la maintenance et de la modernisation des navires armés et des

systèmes de combat, puis en 2017, comme Directrice des Ressources Humaines. Depuis le 1^{er} juillet 2023, Caroline Chanavas est Directrice exécutive des Ressources Humaines du groupe EDF.

Bernard Fontana est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale Supérieure des Techniques Avancées de Paris. Il mène sa carrière depuis 30 ans dans les secteurs de la chimie, de l'acier et des matériaux de construction (SNPE, ArcelorMittal, APERAM et Holcim). En 2012, il a été nommé CEO d'Holcim. Depuis le 1^{er} septembre 2015, Bernard Fontana était le Directeur Général Délégué d'AREVA NP. Il a été nommé au 1^{er} juillet 2016, Président du Directoire et CEO de Framatome (précédemment AREVA NP). A compter du 1^{er} avril 2024, il est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services. Il est aussi Membre du Conseil d'Administration de Thales et de SSAB, Membre du Conseil d'Administration de GIFEN Services, après en avoir été le Président pendant 4 ans; Membre de la Gouvernance du GIFEN, depuis sa création en 2018 et Membre du HCTISN en France.

Xavier Girre, a rejoint EDF en 2015 en tant que directeur financier pour la France. De 2011 à 2015 il a été DGA, directeur financier du groupe La Poste ainsi que président de XAnge Private Equity. De 1999 à 2011, au sein du groupe Veolia Environnement, Xavier Girre a été Directeur des Risques et de l'Audit du groupe ainsi que DGA, Directeur Financier de Veolia Transport et de Veolia Propreté. Xavier Girre est également administrateur, président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est diplômé de HEC, ancien élève de l'ENA, et a commencé sa carrière à la Cour des comptes. A compter du 1^{er} avril 2024, Xavier Girre est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction de la Performance Impact, Investissements, Finance.

Véronique Lacour, débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle se construit une solide expérience dans les systèmes d'information avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de l'entreprise. De 2007 à 2009, elle dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines de Thalès. Elle rejoint Safran en 2009 où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter l'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des programmes de Safran Analytics et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Elle a rejoint EDF le 1^{er} décembre 2016 en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif. Elle est Présidente du Conseil de Surveillance d'Enedis depuis juillet 2023. Véronique Lacour est titulaire d'un DESS Systèmes d'Information de l'Université Paris I Panthéon Sorbonne.

Thierry Le Mouroux est titulaire d'un diplôme d'ingénieur spécialisé en mécanique et électricité de l'ESTP et d'un MBA en management de projets. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1989 aux États-Unis en tant que chargé de développement d'une *start-up* spécialisée dans les technologies de l'internet haut débit. En 1990, il rejoint le groupe Eiffage et devient en 1995 Directeur Général de Forclum Littoral. Entre 2000 et 2010, il occupe plusieurs fonctions de dirigeant pour l'entreprise Suez Eau France. En 2010, Thierry Le Mouroux est nommé Directeur Général d'Endel Engie où il s'implique fortement dans les opérations des chantiers de l'EPR de Flamanville 3 et du Grand Carénage. En 2013, il devient Président-Directeur Général d'Endel ENGIE. Il participe au développement de l'entreprise dans les secteurs de l'industrie nucléaire civile, des industries de l'énergie ainsi que dans l'industrie spatiale et de la construction navale militaire. Entre 2016 et 2020, il occupe plusieurs postes stratégiques chez Framatome. En 2020, Thierry Le Mouroux rejoint Areva en tant que Directeur Général Adjoint en charge du projet EPR Olkiluoto 3. Il a notamment assuré la réorganisation fonctionnelle du projet permettant sa livraison dans le respect du budget et du calendrier. Thierry Le Mouroux possède une expérience avérée dans le monde des projets industriels et du nucléaire. Il a rejoint le groupe EDF le 1^{er} janvier 2024, au poste de Directeur Exécutif en charge de la préfiguration de la future Direction Projets et Construction Nucléaires. A compter du 1^{er} avril 2024, Thierry Le Mouroux est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction.

(1) Voir communiqué de presse du Groupe du 28 mars 2024 « Nominations Groupe EDF ».

Cédric Lewandowski, est diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Cédric Lewandowski a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Puis, il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la société H4 de 2009 à 2012, administrateur de la société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du Ministre de la Défense de mai 2012 à juillet 2017. De juillet 2017 à mi-2019, il est Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie. De 2017 à 2019, Président du Comité exécutif d'EDF Pulse Croissance Holding, et membre du Conseil d'administration d'Enedis, Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie (2018-2019). En juillet 2019, il est nommé Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Il est Président du Club des Directeurs de Sécurité des Entreprises (CDSE) depuis janvier 2024. Il est Chevalier dans l'Ordre de la Légion d'Honneur, Chevalier de l'Ordre du Mérite Agricole, Officier de l'Ordre National du Mali. A compter du 1^{er} avril 2024, il est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Production Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle Financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est nommé en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le 1^{er} novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Alain Tranzer, est ingénieur diplômé de l'École polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de Directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de Directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, Alain Tranzer prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électriques. De 2018 à 2020, il est Senior Vice-président du groupe PSA, en charge du programme CO₂, des plateformes et des modules technologiques associés. En mars 2020, il rejoint le groupe EDF pour piloter l'exécution du plan « excell », qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires et est nommé Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires. A compter du 1^{er} avril 2024, il est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de l'Ingénierie et de la Supply chain.

Xavier Ursat nommé en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, et en décembre 2023, Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie. A compter du 1^{er} avril 2024, il est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote en particulier la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il est successivement Directeur Délégué puis Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance de Framatome. Il est par ailleurs Président sortant de la Société Française d'Énergie Nucléaire (Sfen) et Gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Xavier Ursat est diplômé de l'École Polytechnique et de Télécom Paris.

4.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.8 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années, d'une enquête pénale ou d'une condamnation pour fraude ou corruption, n'a pas été associé à une procédure de faillite, de mise sous séquestre, de liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire.

A l'exception de :

- Anne-Marie Descôtes a été condamnée, le 19 novembre 2020, au paiement d'une amende de 1 000 euros par la Cour de discipline budgétaire et financière pour méconnaissance du code des marchés publics en sa qualité de Directrice générale de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de septembre 2008 à août 2013. À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou d'une sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années ;
- Delphine Gény-Stephann est administratrice non-exécutive de la société britannique Eagle Genomics Ltd. Cette société a récemment été placée, à la demande de son conseil d'administration (Board of Directors), sous le régime de la loi britannique sur l'insolvabilité (Insolvency Act 1986) par la

désignation de deux administrateurs judiciaires (administrators), officiellement nommés par décision de la Haute Cour de Justice (High Court of Justice) du 20 mars 2024.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été

déchu par un tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'une personne morale ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'une personne morale au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Participations des mandataires sociaux dans le capital de la Société

Au 31 décembre 2023, aucun membre du Conseil d'administration d'EDF ne détenait d'actions de la Société. Certains administrateurs d'EDF qui détenaient des actions EDF ont apporté leurs actions dans le cadre de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français en 2022 et clôturée en 2023 (voir la section 1.2.3 « Faits marquants - Finalisation de l'offre publique d'achat simplifiée »). Ceux qui n'avaient pas apporté leurs actions à l'offre ont vu leurs actions transférées au profit de l'État français lors de la mise en œuvre du retrait obligatoire intervenu le 8 juin 2023.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux

Comme indiqué à la section 4.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »), la Société adhère au Code AFEP-MEDEF sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés au cours des exercices 2022 et 2023 ou attribués au titre des mêmes exercices aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux

4.6.1.1 Rémunération du Président-Directeur Général

Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et sont soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui plafonne sa rémunération annuelle à

450 000 euros bruts. Ce plafond réglementaire n'a pas été révisé depuis 2012.

Rémunération au titre de l'exercice 2023

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2023 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2023 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 16 février 2023 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2023, tout en relevant que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret du 9 août 1953 n'a pas été réhaussé depuis cette date.

Rémunération au titre de l'exercice 2024

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2024 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2024 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2024, tout en relevant de nouveau que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret du 9 août 1953 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Le Président ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, il ne bénéficie pas à ce jour d'avantages en nature.

Les tableaux ci-dessous présentent les éléments de la rémunération de Luc Rémont depuis sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF le 23 novembre 2022.

Tableau n°1 - Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social

(en euros)	Exercice 2023	Exercice 2022
Luc Rémont, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	450 000	48 006 ⁽¹⁾
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
TOTAL	450 000	48 006

n.a. : non applicable.

(1) Montant dû prorata temporis à compter de la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général le 23 novembre 2022. Ce montant incluait un avantage en nature de 279 euros qui n'a finalement pas été attribué, Luc Rémont ayant renoncé à bénéficier d'une voiture de fonction.

(2) Comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et le dirigeant mandataire social ne bénéficie pas d'actions de performance.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées au Président-Directeur Général au cours des exercices 2022 et 2023 ou dues au titre des exercices 2022 et 2023.

Tableau n°2 - Récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social

(en euros)	Exercice 2023		Exercice 2022	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	47 727 ⁽¹⁾	47 727 ⁽²⁾
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature	0	0	279 ⁽³⁾	0
TOTAL	450 000	450 000	48 006	47 727

n.a. : non applicable.

(1) Montant dû prorata temporis à compter de la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général le 23 novembre 2022.

(2) Montant versé calculé prorata temporis à compter de la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général le 23 novembre 2022.

(3) Cet avantage en nature n'a finalement pas été versé, Luc Rémont ayant renoncé à bénéficier d'une voiture de fonction.

Autres éléments de rémunération

(en euros)	Exercice 2023		Exercice 2022	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Contrat de travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de prise de fonction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clause de non-concurrence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Retraite supplémentaire	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunérations versées ou attribuées par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation (article L. 233-16 du Code de commerce)	néant	néant	néant	néant
TOTAL	0	0	0	0

n.a. : non applicable.

Luc Rémont ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnité ou d'aucun avantage dû ou susceptible d'être dû à raison de la cessation ou du changement de ses fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence. Il n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société et ne bénéficie pas d'un régime de retraite supplémentaire.

Le Président-Directeur Général bénéficie des dispositifs de protection sociale (couvertures santé et prévoyance) mis en place par la Société au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires.

4.6.1.2 Rémunération des administrateurs

Fixation de la rémunération versée aux administrateurs au titre de leur mandat

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale une somme fixe annuelle, soumise pour approbation au ministre chargé de l'Économie, à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil (voir « Rémunérations des administrateurs – Exercice 2023 » ci-après).

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, et ayant la qualité d'agent public de l'État, sont intégralement versées au budget de l'État.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'Économie et des Finances⁽¹⁾ précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Rémunérations des administrateurs – Exercice 2023

L'Assemblée générale convoquée le 28 juin 2023 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce, de 550 000 euros pour l'exercice 2023. Cette somme se décompose en (i) 460 000 euros au titre de l'enveloppe annuelle de rémunération, répartie entre les administrateurs selon les règles de répartition rappelées ci-dessous, et (ii) un supplément de rémunération total de 90 000 euros alloué à certains administrateurs au titre de leur participation à des groupes de travail ou comités *ad hoc* (voir le détail ci-dessous).

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs, hors supplément éventuel de rémunération, sont régulièrement réexaminées par le Conseil d'administration et demeurent inchangées depuis l'exercice 2011. Le montant de l'enveloppe annuelle se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;

- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 a décidé d'allouer un supplément de rémunération, d'un montant total de 90 000 euros, aux administrateurs indépendants ayant participé au Groupe de travail constitué par le Conseil dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités *nuclear steam power* de General Electric (voir la section 2.1.4 « Signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power » de l'annexe des comptes sociaux) et aux administrateurs indépendants ayant participé au Comité *ad hoc* constitué par le Conseil dans le cadre de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État en 2022 et clôturée en 2023 (voir la section 1.2.3 « Faits marquants - Finalisation de l'offre publique d'achat simplifiée »). Ce supplément de rémunération a été réparti à hauteur de 30 000 euros pour les présidents du Groupe de travail et du Comité *ad hoc* et de 10 000 euros pour les administrateurs indépendants membres du Groupe de travail et du Comité *ad hoc*.

Le Conseil d'administration réuni le 12 juin 2023, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, a par ailleurs décidé de porter l'enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs, hors supplément, de 440 000 euros à 460 000 euros pour tenir compte de la création du Comité des engagements.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2023, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Rémunérations des administrateurs – Exercice 2024

Des réflexions sont en cours, sous la direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, en vue de faire évoluer, le cas échéant, les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs au cours de l'exercice 2024.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2024, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Tableaux récapitulatifs des rémunérations versées et attribuées aux administrateurs – Exercices 2022 et 2023

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2022 et 2023 et versées au cours des mêmes exercices aux administrateurs au titre de leur mandat, en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée au cours des exercices 2022 et 2023, ni attribuée au titre des exercices 2022 et 2023, aux administrateurs par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société.

(1) Arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2023	Exercice 2023		Exercice 2022	
	Rémunération attribuée en 2023 ⁽¹⁾	Rémunération versée en 2023 ⁽²⁾	Rémunération attribuée en 2022 ⁽¹⁾	Rémunération versée en 2022 ⁽²⁾
Nathalie Collin	42 579	41 562	41 107	29 205
Bruno Crémel	40 609	70 344	39 889	40 149
dont supplément de rémunération versé au titre de la participation au Comité ad hoc ⁽³⁾		30 000		
Gilles Denoyel	41 102	40 750	40 295	41 238
Anne-Marie Descôtes ⁽⁴⁾	36 177	13 926	3 471	n.a.
Delphine Gény-Stephann ⁽⁴⁾	39 624	33 443	25 724	2 735
Marie-Christine Lepetit	47 997	44 403	43 948	46 139
Colette Lewiner	44 057	61 156	40 701	46 139
dont supplément de rémunération versé au titre de la participation au Groupe de travail et au Comité ad hoc ⁽³⁾		20 000		
Claire Pedini	43 564	42 373	41 919	43 960
Philippe Petitcolin	44 057	81 562	41 107	39 059
dont supplément de rémunération versé au titre de la participation au Groupe de travail et au Comité ad hoc ⁽³⁾		40 000		
Luc Rémont ⁽⁴⁾	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau	42 087	41 562	41 107	39 604
Alexis Zajdenweber ⁽⁴⁾	38 147	22 790	12 335	n.a.
TOTAL (EN EUROS)	460 000	493 871	371 603	328 228

n.a. : non applicable.

(1) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de cet exercice.

(2) Les rémunérations versées au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent, ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

(3) Concernant la rémunération au titre de la participation au Comité ad hoc et au Groupe de travail, voir la section « Rémunérations des administrateurs – Exercice 2023 ».

(4) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2022.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2022	Exercice 2023		Exercice 2022	
	Rémunération attribuée en 2023	Rémunération versée en 2023 ⁽¹⁾	Rémunération attribuée en 2022 ⁽²⁾	Rémunération versée en 2022 ⁽³⁾
Véronique Bédague-Hamilus	n.a.	4 871	12 136	28 701
François Delattre	n.a.	13 869	23 869	35 792
Céline Fornaro	n.a.	9 030	9 196	166
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Martin Vial	n.a.	8 524	16 867	38 491
TOTAL (EN EUROS)	N.A.	36 294	62 068	103 150

(1) Les versements réalisés en 2023 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable au titre de l'exercice 2022 versée début 2023.

(2) Les rémunérations attribuées en 2022 comprennent la part fixe due au titre de 2022, déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice, ainsi que la part variable au titre de l'exercice 2022.

(3) Les versements réalisés en 2022 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice 2021, ainsi que la part fixe due au titre de 2022 déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice.

4.6.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions – Actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions (actions de performance).

4.6.3 Ratios d'équité ⁽¹⁾ et évolution des rémunérations 2019-2023

Le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), et du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2023	2022	2021	2020	2019
Rémunération du Président-Directeur Général	450 000	455 059	453 660	453 660	453 660
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général ⁽¹⁾	0,0 % ⁽²⁾	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,2 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne ⁽³⁾	5,8	6,3	6,6	6,6	6,8
Ratio d'équité/Rémunération médiane ⁽³⁾	6,2	6,8	7,2	7,2	7,4
Évolution du salaire moyen ^{(1) (4)}	+ 7,3 %	+ 5,8 %	- 0,2 %	+ 2,87 %	+ 3,66 %
Évolution du salaire médian ^{(1) (4)}	+ 9,0 %	+ 6,2 %	- 0,1 %	+ 3,54 %	+ 4,16 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe ⁽¹⁾	+ 903,4 %	-128,2 %	+ 11,3 %	- 2,70 %	+ 8,40 %

(1) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(2) Évolution calculée sur la base de la rémunération fixe annuelle uniquement, soit 450 000 euros, Luc Rémont ne bénéficiant pas d'avantages en nature, contrairement à son prédécesseur.

(3) Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature.

(4) L'évolution significative du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2022 et 2023 est due à la mise en œuvre par EDF en 2023 de mesures salariales exceptionnelles dans un contexte marqué par la crise énergétique européenne et une inflation à un niveau historique.

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continûment présents sur l'année, soit environ 60 000 salariés pour l'exercice 2023, ce qui représente la totalité des effectifs d'EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.



Performance financière et perspectives

5.1	Examen de la situation financière et du résultat 2023	334	5.2	Événements postérieurs à la clôture	356
5.1.1	Chiffres clés	334	5.3	Événements postérieurs à l'arrêté des comptes	356
5.1.2	Éléments de conjoncture	335	5.4	Évolution des prix de marchés à fin février 2024	356
5.1.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2023	341			
5.1.4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	346			
5.1.5	Perspectives financières	349			
5.1.6	Gestion et contrôle des risques marchés	349			

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2023

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2023.

Les résultats exceptionnels du Groupe s'expliquent par une très bonne performance opérationnelle avec une hausse importante de 41,4 TWh de la production nucléaire en France dans un contexte de

prix historiquement élevés. Cela fait suite à une année 2022 marquée par une baisse brutale de la production nucléaire en France relatif au phénomène de la corrosion sous contrainte et les mesures réglementaires exceptionnelles en vue de limiter la hausse des prix pour les consommateurs. Ces résultats permettent une réduction de la dette financière nette.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	139 715	143 476	(3 761)	- 2,6	- 2,1
EBE	39 927	(4 986)	44 913	n.a	n.a
Résultat d'exploitation	13 174	(19 363)	32 537	n.a	n.a
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	9 825	(22 916)	32 741	n.a	n.a
Résultat net part du Groupe	10 016	(17 940)	27 956	n.a	n.a
Résultat net courant ⁽¹⁾	18 481	(12 662)	31 143	n.a	n.a
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	17 851	(13 268)	31 119	n.a	n.a
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	9 288	(24 603)	33 891	n.a	n.a
Endettement financier net ⁽³⁾	54 381	64 500	(10 119)	- 15,7	n.a

n.a : non applicable.

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir la section 5.1.3.6 « Résultat net courant »).

(2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire (voir la section 5.1.4).

(3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir la section 5.1.4).

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2023 en base (en €/MWh)	96,9	108,0	127,8	97,3
Variation 2023/2022 des moyennes en base	(179,0)	(132,1)	(180,0)	(147,3)
Moyenne 2023 en pointe (en €/MWh)	109,6	n.d.	138,7	109,3
Variation 2023/2022 des moyennes en pointe	(207,4)	n.d.	(205,0)	(163,0)

n.d. : données non disponibles en euros sur le site de la bourse.

En France, le prix spot de l'électricité a été en baisse significative par rapport à son niveau de 2022 (- 65 %). Il a évolué entre (134,9) €/MWh et 276,1 €/MWh en 2023. Cette détente globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants ⁽²⁾ :

- la consommation est en baisse de 3,3 % en 2023 par rapport à l'année 2022 ;
- la production électrique française a augmenté de 11 % par rapport à l'année dernière reposant principalement sur une augmentation de la production nucléaire (+ 15 % vs 2022), éolienne (+ 33 % vs 2022) et solaire (+ 20 % vs 2022). Les actifs thermiques plus onéreux ont ainsi été moins sollicités (- 35 % vs 2022) ⁽³⁾. La production éolienne a atteint 5,5 GW cette année avec une capacité totale installée fin 2023 de 23 GW ⁽⁴⁾. À noter que la production nucléaire a constitué 67 % de la production d'électricité du pays ;

- la production électrique associée à une consommation contenue a permis à la France d'être nette exportatrice tous les mois de l'année 2023 alors qu'elle ne l'avait été que deux mois en 2022. Le solde exportateur français a augmenté en 2023 grâce à une baisse des imports (- 40 % vs 2022) et une hausse des exports (+ 66 % vs 2022). Ainsi, la France a affiché un prix spot inférieur en moyenne à ses voisins européens plusieurs mois de l'année (juin, août, septembre, octobre et décembre). Le solde exportateur français en 2023 est de 50,3 TWh principalement en direction de l'Italie, la Suisse et le Royaume-Uni.

L'année 2023 a été marquée par plusieurs épisodes de prix négatifs ou nuls lors de production renouvelable importante. Plus précisément, l'année 2023 a connu 147 heures de prix spot négatif contre 4 en 2022. Ces épisodes ont touché plusieurs pays européens et les minimums EPEX ((500) €/MWh) ont été atteints notamment en Allemagne et aux Pays-Bas. Par ailleurs, les autres pays européens ont également profité de la baisse des prix des commodités, entraînant la baisse des prix spot partout en Europe sur l'année 2023.

5.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

(2) Données issues du site ENSTOE Transparency Platform.

(3) Données concernant les actifs gaz, charbon et pétrole.

(4) Données issues de RTE.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en base sur l'année 2023 (en €/MWh)	162,7	125,5	148,2	128,9
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	(205,9)	(140,6)	(123,2)	(126,1)
Prix à terme du contrat annuel 2024 en base au 27 décembre 2023 (en €/MWh)	94,9	87,7	114,2	94,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en pointe sur l'année 2023 (en €/MWh)	237,7	148,0	167,1	n.a.
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	(363,0)	(202,1)	(139,9)	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2024 en pointe au 27 décembre 2023 (en €/MWh)	109,7	98,1	123,9	n.a.

n.a. : non applicable.

Les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont baissé en moyenne par rapport à l'année dernière, dans tous les pays européens.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 162,7 €/MWh, en baisse de 56 % par rapport à l'année 2022. Il a évolué entre 86,0 €/MWh et 243,7 €/MWh et clôture l'année à 94,9 €/MWh. À titre de comparaison, le produit calendaire 2023 clôturait fin décembre 2022 à 271,7 €/MWh.

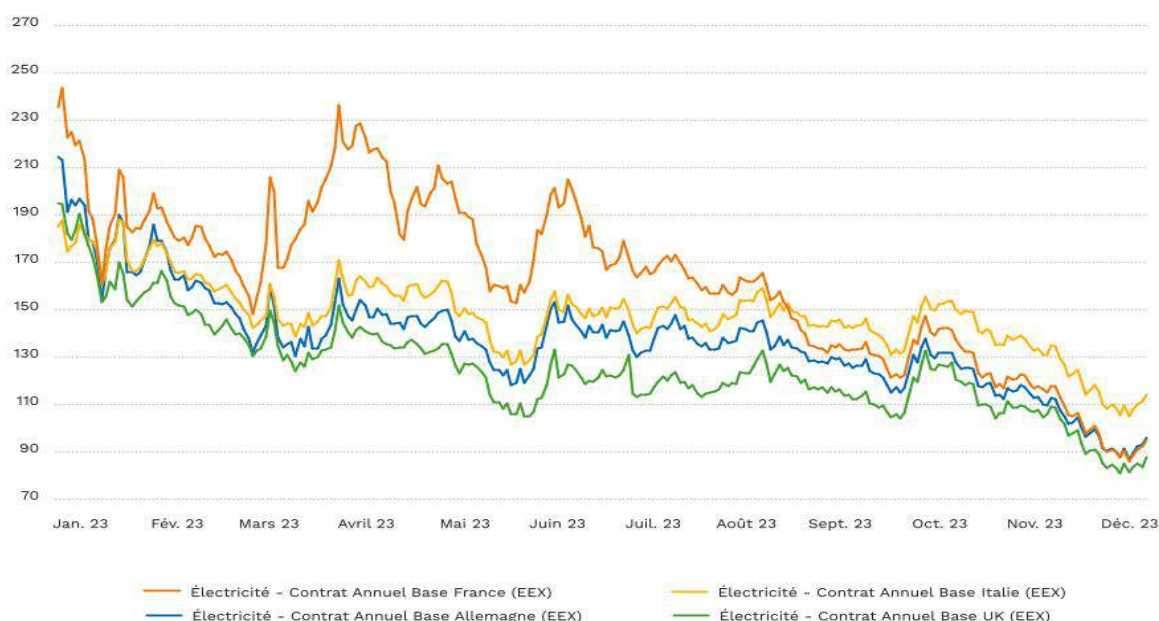
Le produit pour livraison en 2024 a principalement suivi le recul des cours du gaz et du charbon ainsi que la baisse pérenne de la demande et le retour progressif de plusieurs tranches nucléaires. Cependant, cette détente des prix de l'électricité à terme par rapport à l'année dernière a été contrastée tout au long de l'année et selon les horizons de livraison. Le premier semestre a été marqué par plusieurs annonces sur le parc nucléaire français qui ont fortement fait réagir les cours, en particulier ceux des produits hivernaux. Le produit pour livraison au premier trimestre 2024 a évolué dans une large bande entre 82,6 €/MWh et 453,0 €/MWh affichant un écart moyen avec le produit estival 2023 de 174,4 €/MWh. Cette envolée des prix s'est résorbée tout au long du

deuxième semestre au fur et à mesure que la prime de risque pour l'hiver s'érodait. Le marché a intégré à partir de l'été le réalisé de l'année : augmentation de la production nucléaire tout au long de l'année (+ 15 % vs 2022), niveau historiquement haut des stockages de gaz européens, prix spot inférieur en moyenne aux voisins européens pour plusieurs mois de l'année, records ponctuels d'exportation (+ 66 % en 2023 vs 2022), baisse durable de la demande par rapport aux années de référence 2017-2019 (- 9,8 % en 2023) ⁽²⁾.

À cela se sont ajoutés en fin d'année des niveaux d'hydraulicité importants, supérieurs à ceux observés en 2022, et des conditions météorologiques clémentes pour le début de l'hiver (+ 2,3°C en décembre par rapport aux normales de saison).

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand, marché européen le plus liquide, a évolué dans une large bande entre (1,1) €/MWh et 77,6 €/MWh. Alors que le prix français était systématiquement au-dessus du prix allemand en 2022, cet écart s'est inversé courant décembre, témoignant d'une confiance accrue dans le système électrique français.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (N+1) en €/MWh



(1) **France, Italie Belgique, Royaume-Uni** : cotation EEX de l'année suivante.

(2) Données issues de ENTSOE Transparency Platform, consommation non corrigées des aléas climatiques.

5.1.2.1.3 Évolution du prix des certificats d'émission de CO₂

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 85,5 €/t en 2023 (+ 6 %, soit + 4,5 €/t vs 2022).

Il a été marqué par une forte volatilité et des prix relativement hauts au premier semestre, s'échangeant dans une bande comprise entre 77,4 €/t et 100,3 €/t (record historique atteint le 27 février) avant de s'effondrer au deuxième semestre pour clôturer à 69,1 €/t fin décembre soit 15 €/t en dessous du produit 2022 en fin d'année 2022.

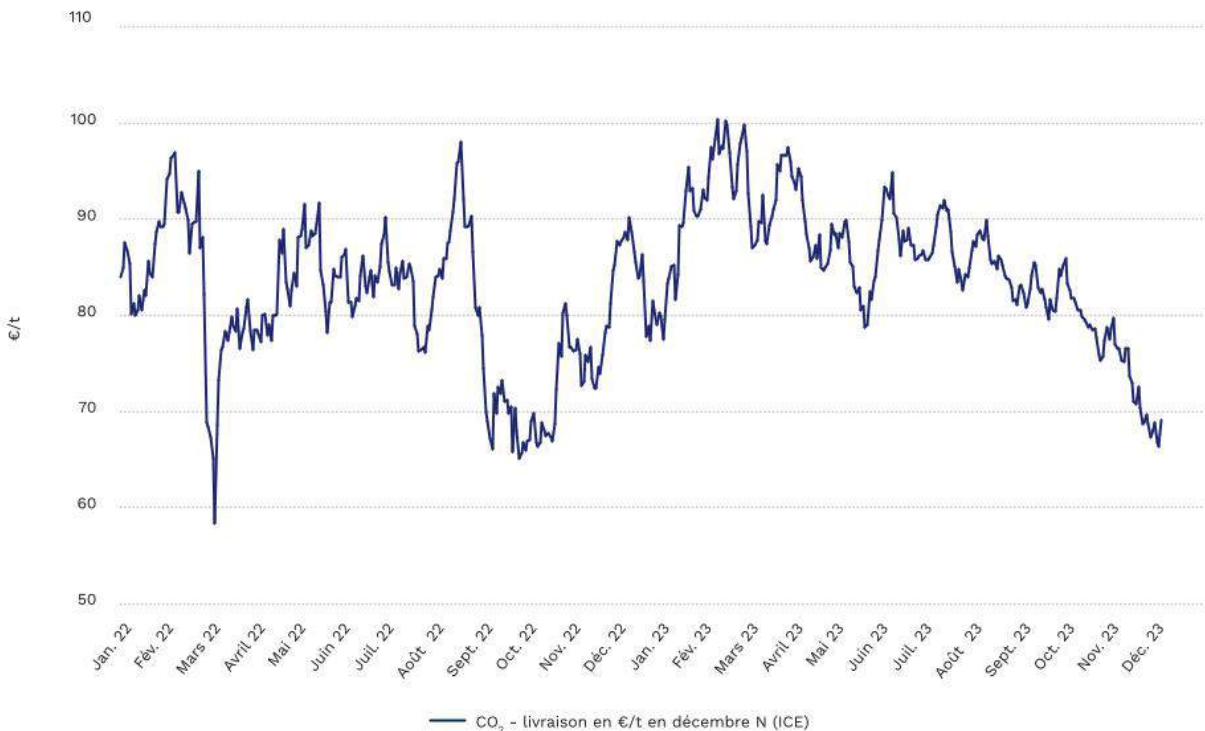
La forte volatilité du marché du certificat a eu lieu, à plusieurs reprises, de façon décorrélée des tendances des prix des commodités, reflétant sa nature parfois spéculative.

Au premier semestre, les prix se sont maintenus à des niveaux hauts en partie du fait de l'action de la MSR (*Market Stability Reserve*) qui apporte un cadre législatif et une vision long terme pour les volumes

des certificats échangés. Le Parlement européen a en effet annoncé, courant mars, le maintien à hauteur de 24 % du rythme de retrait du surplus de certificats de CO₂ du marché vers la MSR contre 12 % initialement prévu sur la période 2024-2030. Ce soutien législatif a pour but d'améliorer la résistance du système aux chocs majeurs, en ajustant l'offre de certificats à mettre aux enchères. De la même façon, le marché a réagi à la hausse après l'annonce courant mai par la Commission européenne du report à 2024 de la mise aux enchères de certains certificats du Fonds d'Innovation du projet RePowerEU.

Au deuxième semestre, les prix du CO₂ ont évolué sous l'influence des prix des commodités et leur tendance baissière sur la période. Cette dernière s'explique en partie par la diminution de demande en électricité et en gaz des grands industriels fortement émetteurs, limitant ainsi la demande en certificats.

Évolution du prix des certificats de CO₂ en €/t – livraisons en décembre de l'année N ⁽¹⁾



5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles ⁽²⁾

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)
Moyenne 2023	126,3	82,2	50,6
Variation 2023/2022 des moyennes annuelles	(95,3)	(16,9)	(56,7)
Plus haut sur l'année 2023	178,0	96,6	69,5
Plus bas sur l'année 2023	92,1	71,8	32,6
Prix au 29 décembre 2023	97,6	77,0	35,0 (le 27/12)
Prix au 29 décembre 2022	185,5	85,9	77,3 (le 28/12)

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 50,6 €/MWh, en net recul par rapport à 2022 (- 53 % ou (56,7) €/MWh vs 2022). Il a clôturé à 35,0 €/MWh, en baisse de 42,3 €/MWh par rapport à son niveau fin 2022.

La détente observée sur les marchés gaziers s'explique tout d'abord par le remplissage progressif des stocks puis leur maintien à des niveaux historiquement hauts au deuxième semestre. Les stockages européens ont presque atteint leurs capacités maximales au début

de l'hiver (99,6 % en Europe et 100 % en France début novembre). Ces niveaux de stocks sont restés élevés grâce à des livraisons robustes notamment en provenance de Norvège et à un soutirage limité grâce à des températures clémentes et une demande industrielle réduite. Les acteurs de marchés ont également été rassurés par des arrivées de GNL importantes témoignant de la diversification des imports de gaz, en réponse aux décisions prises contre la Russie.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase IV (2021-2030).

(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ; **Pétrole** : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month – en US\$/baril) ; **Gaz naturel** : cotation moyenne Powernext (PEG Nord – en €/MWh).

5. Performance financière et perspectives

Examen de la situation financière et du résultat 2023

En 2023, la France a bénéficié de 4 terminaux gaziers accueillant principalement des cargos en provenance des USA, du Qatar, d'Algérie et du Nigéria. Malgré les mouvements de grèves des terminaux gaziers français courant mars, les cargos ont pu décharger dans d'autres ports européens reflétant également la flexibilité du réseau européen. Ces derniers ont notamment pu bénéficier de sept terminaux d'importation de GNL basés sur des FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*), mis en service depuis 2022. Enfin, la compétition avec l'Asie faisant craindre un risque d'approvisionnement s'est révélée moindre qu'attendue pour l'Europe et n'a pas engendré de hausse marquée des cours.

Bien qu'inférieur aux niveaux observés l'année dernière, le cours du **gaz** est resté volatil en 2023 témoignant d'une certaine nervosité à l'égard de l'approvisionnement européen. Un écart entre les produits estivaux et hivernaux a persisté tout au long de l'année en lien avec les incertitudes autour des niveaux de températures et de production éolienne. Au deuxième semestre, les cours ont également subi les tensions géopolitiques pouvant affecter l'offre mondiale. Les mouvements de grève débutés en septembre dans les entreprises australiennes de Chevron et Woodside responsable de 10 % de l'approvisionnement mondial en GNL ont fait rebondir les cours. Enfin, la fin d'année a été marquée par la crise au Proche-Orient initiée par l'attaque du Hamas sur Israël le 7 octobre et faisant craindre un embrasement régional du conflit, notamment via un blocage des principales voies maritimes de l'industrie gazière mondiale.

Le prix du **charbon** pour livraison en année N+1 aux ports européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp) s'est établi en moyenne à 126,3 \$/t, en net recul par rapport à 2022 (- 43 % ou 95,3 \$/t vs 2022). Il clôture à 97,6 \$/t, en baisse de 87,8 \$/t par rapport à son niveau fin 2022.

En large baisse tout au long du premier semestre, le prix du produit calendaire 2024 a atteint, fin mai, son niveau le plus bas depuis janvier 2022 avant le conflit Russo-Ukrainien, à 92,1 \$/t. La tendance baissière observée a été portée par une moindre sollicitation des actifs charbon grâce à des températures clémentes, un approvisionnement robuste permettant aux stocks de se maintenir hauts dans les ports européens. Le charbon a évolué dans le sillage des prix du gaz, en compétition avec ce dernier pour la production d'électricité. Les craintes sur l'approvisionnement en gaz se sont atténuées tout au long du premier semestre entraînant avec eux la détente du marché du

charbon. Par ailleurs, les stocks sont restés hauts dans les trois ports principaux européens ARA tout au long de l'année 2023 (+ 0,8 mt en moyenne vs 2022). Au dernier trimestre, une production éolienne robuste a contribué à limiter l'utilisation des moyens charbon pesant à la baisse sur les cours.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 82,2 \$/bbl en 2023 (- 17 % ou - 16,9 \$/bbl vs 2022). Le cours du Brent a été volatile en 2023, sans tendance claire et a réagi à plusieurs annonces, à la hausse comme à la baisse.

Le cours du Brent a évolué au premier semestre dans une large bande entre 71 \$/bbl et 88 \$/bbl. La levée des restrictions liées au Covid en Chine a fait bondir les cours en lien avec la reprise des déplacements. À l'inverse, la faillite de trois banques américaines (Silergate Bank, Silicon Valley Bank et Signature Bank) et les difficultés rencontrées par Crédit Suisse en mars ont fait s'effondrer les cours qui ont atteint, le 17 mars, leur plus bas niveau depuis près de 15 mois. Le prix du pétrole indexé sur le dollar est en effet très sensible aux conditions macroéconomiques mondiales et ces événements touchant le système bancaire ont fait planer un risque de récession, une baisse de la demande et donc une baisse des prix. En réaction et à plusieurs reprises au cours de l'année, les membres de l'OPEP+ ont annoncé réduire leur production.

Au deuxième semestre, le cours a suivi une tendance haussière atteignant fin septembre son plus haut niveau depuis novembre 2022, à 96,6 \$/bbl, stimulé par des craintes sur la production mondiale avant de repartir à la baisse en fin d'année. Plusieurs événements successifs ont contribué à cette hausse : l'attaque de drones ukrainiens sur la base navale russe de Novorossibisk en mer Noire au mois d'août suivie de l'annonce, début septembre, par l'Arabie Saoudite et la Russie d'une reconduction de la réduction de leur production, respectivement à hauteur de 1 mbpj et 0,3 mbpj (millions de barils par jour) jusqu'à fin décembre et enfin l'annonce fin septembre par la Russie de la suspension des exportations de gazole et d'essence (resp. 16 % et 3 % des échanges mondiaux par voie maritime). Le recul du cours observé à partir du mois d'octobre s'inscrit dans un contexte incertain quant aux perspectives économiques mondiales et en particulier l'évolution des taux directeurs de la FED. Les stocks américains de pétrole brut ont augmenté en fin d'année tandis que les prévisions de croissance chinoise restaient modérées, pesant sur la demande.

Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La baisse de la **consommation d'électricité** de 16,3 TWh (- 3,6 %) en France s'explique par la sobriété des consommateurs, le niveau élevé des prix de détail et un effet climatique.

La **consommation en gaz** sur l'année 2023 a baissé de 11,8 % par rapport à 2022. Cette baisse concerne l'ensemble des secteurs, à la fois industriels et de distribution publique. Elle résulte de conditions climatiques plus clémentes en 2023, des efforts de sobriété de la part des consommateurs.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2023, la **consommation d'électricité** et **gaz** a baissé ⁽¹⁾ respectivement de - 2,1 % et de - 6,3 % par rapport à 2022.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2023, la **consommation d'électricité** en Italie ⁽²⁾ s'est établie à 308,4 TWh, en réduction de 2,7 % par rapport à 2022.

La **demande de gaz naturel** en Italie connaît une diminution importante (- 8,6 %) par rapport à 2022 et s'est établie à 63,1 bcm. Tous les segments sont concernés : - 4,2 % pour la consommation industrielle, - 7,4 % pour la consommation résidentielle et - 16,1 % pour la consommation des centrales électrogènes.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté le 1^{er} février 2022 + 4 % TTC en moyenne, pour l'ensemble des consommateurs, résidentiels ou professionnels. Cette augmentation résulte de la mise en place d'un « bouclier tarifaire » décidé par le gouvernement et destiné à protéger les consommateurs face à la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie. Les tarifs réglementés de vente d'électricité HT ont été gelés jusqu'à la fin de l'année 2022 dans le cadre du « bouclier tarifaire ». Ainsi, le 1^{er} août 2022, l'augmentation proposée par la Commission de régulation de l'énergie de 4,10 % HT pour les clients résidentiels (et 3,73 % pour les clients professionnels) n'a pas été appliquée.

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

Ainsi les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ont augmenté, le 1^{er} février 2023, de 15 % TTC (soit 20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement) et le 1^{er} août de 10 %.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1^{er} janvier 2019 (SVT Standard Variable Tariff). Suite à la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie survenue à partir de septembre 2021, l'Ofgem a décidé en 2022 que le niveau du plafond, initialement mis à jour tous les 6 mois, serait à partir de janvier 2023 mis à jour tous les 3 mois afin de mieux refléter les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Suivant la baisse des prix de marché depuis le début de l'année, le niveau du plafond a été réduit de 23 % au 1^{er} avril 2023 après avoir été augmenté de 21 % le 1^{er} janvier. La baisse s'est poursuivie en juillet et en octobre avec des baisses respectives de 37 % et 7 %, le plafond passant alors à 1 834 £/an au dernier trimestre pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type).

Par ailleurs, face au niveau particulièrement élevé du plafond SVT (celui-ci était de 4 279 £/an au 1^{er} janvier 2023), le gouvernement britannique a instauré un dispositif de plafonnement des factures d'électricité et de gaz à la charge des clients résidentiels (*Energy Price Guarantee*). Dans ce dispositif, la différence avec le niveau du tarif SVT est directement prise en charge par le gouvernement. La part maximale restant à la charge d'un client résidentiel type a ainsi été fixée à 2 500 £/an entre le 1^{er} octobre 2022 et le 31 mars 2023, puis à 3 000 £/an entre le 1^{er} avril 2023 et le 31 mars 2024. Au vu du niveau actuel du plafond SVT, le dispositif n'a pas été activé depuis le 1^{er} juillet 2023 (celui-ci reste néanmoins techniquement activable jusqu'au 31 mars 2024 en cas de nouvelle hausse des prix conduisant à un dépassement par le plafond SVT de la limite de 3 000 £/an).

En parallèle de ce dispositif, le gouvernement avait également mis en place un rabais unique de 400 £ sur la facture d'énergie des particuliers (*Energy Bill Support Scheme*) qui a été appliqué linéairement du 1^{er} octobre 2022 au 31 mars 2023.

Un dispositif similaire à l'*Energy Price Guarantee* avait par ailleurs été introduit pour les clients professionnels (*Energy Bill Relief Scheme*) à partir du 1^{er} octobre 2022. Celui-ci a été remplacé par l'*Energy Bills Discount Scheme* à partir du 1^{er} avril 2023 et jusqu'au 31 mars 2024.

En **Italie**, le prix moyen 2023 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 127,2 €/MWh, en baisse de 58,2 % par rapport au 2022 (304,0 €/MWh). Cette réduction s'explique par une normalisation de la crise énergétique qui avait caractérisée l'année précédente. Pendant les six premiers mois, le PUN s'est établi à un niveau sensiblement plus bas qu'en 2022, pour rester stable dans la deuxième partie de l'année. Le prix du gaz spot s'est réduit de 65,3 % par rapport à 2022 pour s'établir à 44,8 c€/smc ⁽³⁾ en raison de la sécurisation de l'approvisionnement du gaz à niveau européen

(1) Estimations EDF Energy.

(2) Données Italie : données brutes communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

(3) 1 c€/smc³ = 1 €/MWh.

5. Performance financière et perspectives

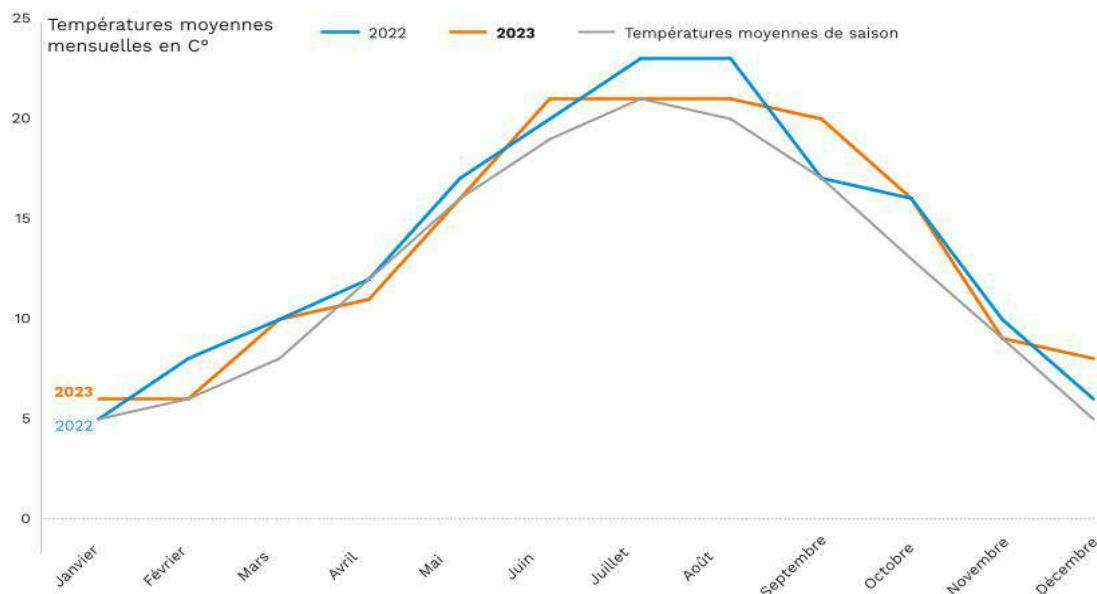
Examen de la situation financière et du résultat 2023

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

5.1.2.4.1 Températures en France

2023 et 2022 ont été les années les plus chaudes depuis 1980, au-delà de la normale estimée à seulement 12,6 °C. Comme en 2022, les températures moyennes printemps/été/automne/hiver se sont écartées d'au plus 0,7 °C et la température moyenne a été de 13,8 °C en 2023 vs 14 °C en 2022.

Températures ^{(1) (2)} mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Données Météo France.

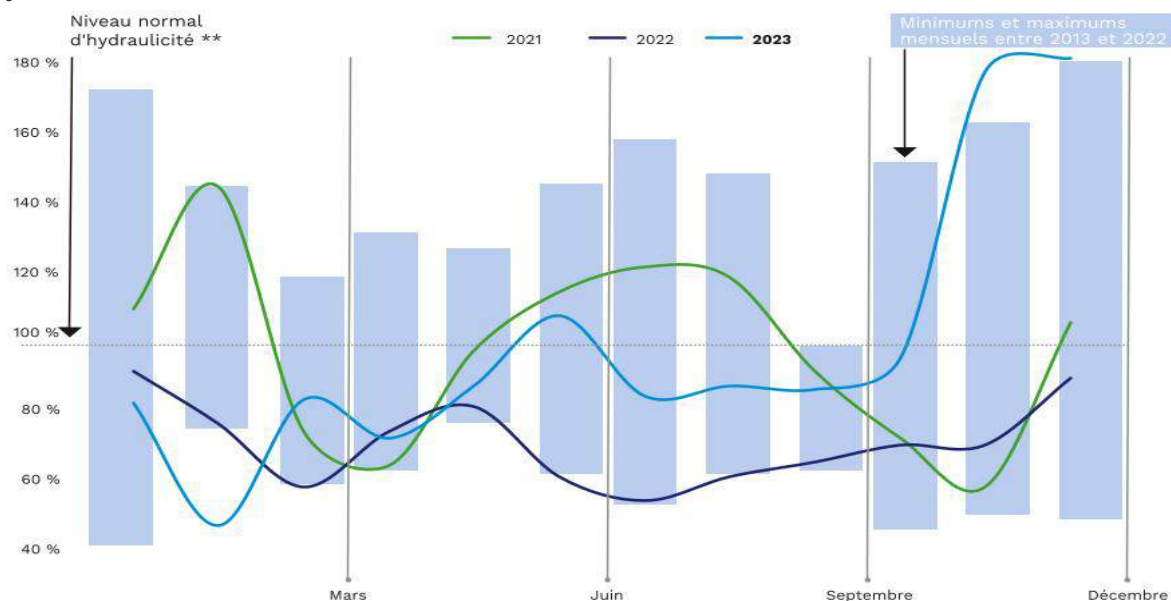
5.1.2.4.2 Hydraulicité d'EDF en France

L'année 2023 a été marquée par une hydraulicité très contrastée : après avoir été déficitaire pendant les dix premiers mois (à l'exception de juin), elle a été largement excédentaire pendant les derniers mois avec des précipitations soutenues. Ces dernières ont été à l'origine de fortes crues sur une grande partie des bassins.

La productibilité observée cumulée sur novembre et décembre a établi un record depuis 1986 avec une valeur de 10,2 TWh.

Sur l'ensemble de l'année, les déficits ont été globalement compensés par les forts excédents des deux derniers mois, entraînant une hydraulicité annuelle moyenne proche de la normale (coefficient annuel : 0,98).

Indices d'hydraulicité mensuels *



* Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

** Période de référence 1960-2020

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2023

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés par segment (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2023	2022
Chiffre d'affaires	139 715	143 476
Achats de combustible et d'énergie	(80 989)	(121 010)
Autres consommations externes *	(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	11 228	367
EBE	39 927	(4 986)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	363	(849)
Dotations aux amortissements	(11 161)	(11 079)
(Pertes de valeur)/reprises	(13 011)	(1 762)
Autres produits et charges d'exploitation	(2 944)	(687)
Résultat d'exploitation	13 174	(19 363)
Coût de l'endettement financier brut	(3 830)	(1 730)
Effet de l'actualisation	(3 988)	174
Autres produits et charges financiers	4 469	(1 997)
Résultat financier	(3 349)	(3 553)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	9 825	(22 916)
Impôts sur les résultats	(2 470)	3 926
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	257	759
Résultat net des activités en cours de cession	-	6
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	7 612	(18 225)
Dont Résultat net – part du Groupe	10 016	(17 940)
Résultat net des activités poursuivies	10 016	(17 946)
Résultat net des activités en cours de cession	0	6
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(2 404)	(285)
Activités poursuivies	(2 404)	(285)
Activités en cours de cession	-	-

* Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 139 715 millions d'euros en 2023, en baisse de 3 761 millions d'euros (- 2,6 %) par rapport à 2022. Hors effets de change ((435) millions d'euros) et hors effets de périmètre ((243) millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (- 2,1 %).

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations intersegments :

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	64 244	48 686	15 558	32,0	31,9
France – Activités régulées ⁽²⁾	19 413	18 082	1 331	7,4	7,4
EDF Renouvelables	2 031	2 158	(127)	- 5,9	2,6
Dalkia	6 395	6 663	(268)	- 4,0	- 3,6
Framatome	4 066	4 122	(56)	- 1,4	- 2,0
Royaume-Uni	21 132	16 098	5 034	31,3	33,3
Italie	17 787	29 302	(11 515)	- 39,3	- 39,5
Autre international	5 583	5 659	(76)	- 1,3	- 1,7
Autres métiers	7 677	19 724	(12 047)	- 61,1	- 59,7
Éliminations intersegments	(8 613)	(7 018)	(1 595)	22,7	22,7
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	139 715	143 476	(3 761)	- 2,6	- 2,1

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

5.1.3.1.1.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 64 244 millions d'euros, en hausse organique de 15 558 millions d'euros (+ 31,9 %).

Sur le marché Aval, la forte hausse des prix de marché de l'électricité entraîne une hausse de + 15 815 millions d'euros du montant facturé aux clients finaux. Par ailleurs, l'État compense le manque à gagner d'EDF induit par les mécanismes de bouclier tarifaire et amortisseurs pour un montant de 13 899 millions d'euros en 2023, qui figurent pour leur part, en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE).

Le climat plus doux en 2023 a un impact négatif de 237 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en baisse de 879 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels en 2022 sans équivalent en 2023 (effet positif en EBE).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 867 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des produits et charges liés aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de 348 millions d'euros.

Les ventes de gaz ont un impact positif de 1 066 millions d'euros, porté presque à parité par la hausse des prix et celle des volumes.

Enfin, les filiales des activités d'agrégation voient leur chiffre d'affaires baisser de 2 029 millions d'euros (impact faiblement positif sur l'EBE).

Bilan électrique

En France, la hausse de 41,4 TWh de la production nucléaire à 320,4 TWh, dans le haut de l'estimation annoncée pour l'année, reflète la très bonne performance opérationnelle. Ce redressement s'explique par la maîtrise des chantiers de réparation de la corrosion sous contrainte et des arrêts de tranche grâce à l'efficacité et la réactivité des équipes conduisant à une meilleure disponibilité du parc.

La hausse de 6,3 TWh de la production hydraulique en France ⁽¹⁾ à 38,7 TWh s'explique par des taux de disponibilité élevés et de meilleures conditions hydrauliques (voir la section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France »).

En conséquence de la meilleure production nucléaire et hydraulique ainsi que de la baisse des *spreads*, les centrales thermiques ont été sollicitées à hauteur de 6,7 TWh, soit 4,5 TWh de moins qu'en 2022.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont stables. L'impact du climat est estimé à (0,8) TWh. La baisse des consommations unitaires observée depuis fin 2022 est estimée à (9,3) TWh, et est plus que compensée par les gains de part de marché pour + 9,9 TWh.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 29,3 TWh alors qu'il était acheteur net en 2022 à hauteur de 13,8 TWh.

5.1.3.1.1.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 19 413 millions d'euros, en hausse organique de 1 331 millions d'euros, (+ 7,4 %) par rapport à 2022.

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI-PEI sont en hausse de + 774 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse Hors Taxes des TRV.

La hausse du chiffre d'affaires d'Enedis ⁽²⁾ de 562 millions d'euros est liée essentiellement à un effet prix favorable (+ 568 millions d'euros) du fait notamment de l'évolution de l'indexation du TURPE 6.

5.1.3.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 2 031 millions d'euros, en hausse organique de 57 millions d'euros (+ 2,6 %) par rapport à 2022 portée par la production des parcs en exploitation et les activités de maintenance pour compte de tiers. Les volumes produits contribuant au chiffre d'affaires s'élèvent à 22,8 TWh à fin 2023, en hausse de 10,9 % par rapport à 2022. L'impact positif des mises en services réalisées en 2022 et 2023 est atténué par des conditions de vent défavorables en Amérique du Nord et au Royaume-Uni, et la baisse des prix n'affectant que les parcs exposés au marché.

5.1.3.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 395 millions d'euros, en baisse organique de 237 millions d'euros (- 3,6 %) par rapport à 2022.

Cette évolution est principalement liée à la baisse de plus de 50 % du prix du gaz en 2023. Le chiffre d'affaires bénéficie cependant du dynamisme commercial de toutes les activités en France.

5.1.3.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 4 066 millions d'euros en 2023, en recul de 2 % par rapport à l'année 2022, au niveau de sa croissance organique.

Cette baisse s'explique par un niveau d'activités moindre aux États-Unis où les ventes sont impactées négativement par des difficultés sur un contrat de Contrôle Commande et à un recul ponctuel des ventes de combustibles.

5.1.3.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 21 132 millions d'euros, en hausse organique de 5 353 millions d'euros par rapport à 2022.

Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente électricité et gaz aux clients depuis un an.

5.1.3.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 17 787 millions d'euros, en baisse organique de 11 585 millions d'euros (- 39,5 %) par rapport à 2022, dans un contexte général de baisse des prix de marchés et des consommations sur l'ensemble des segments.

5.1.3.1.1.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 5 583 millions d'euros, en baisse organique de 99 millions d'euros par rapport à 2022 (- 1,7 %).

En Belgique ⁽³⁾, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 65 millions d'euros (- 1,4 %) par rapport à 2022. Cette évolution résulte de la baisse de la consommation d'électricité et de gaz.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en baisse de 26 millions d'euros en organique (- 3,8 %), du fait des moindres opportunités de services system.

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en baisse de 12 millions d'euros en organique (- 4,1 %) en lien avec une baisse du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 33,0 TWh en 2023 (25,0 TWh en 2022).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(3) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

5.1.3.1.1.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 7 677 millions d'euros, en baisse organique de 11 776 millions d'euros par rapport à 2022 :

- le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 3 784 millions d'euros, en baisse de 8 626 millions d'euros par rapport à 2022. Cette évolution s'explique essentiellement par une baisse des prix de marché de gros du gaz après une année 2022 exceptionnelle ;
- le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 3 666 millions d'euros, en baisse de 3 372 millions d'euros par rapport à 2022 dans un contexte de normalisation des conditions de marchés. Ce résultat est supérieur aux performances des années 2021 et précédentes, traduisant la robustesse et la diversification des activités d'EDF Trading.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	139 715	143 476	(3 761)	- 2,6	- 2,1
Achats de combustible et d'énergie	(80 989)	(121 010)	40 021	- 33,1	- 32,9
Autres consommations externes	(10 493)	(9 420)	(1 073)	11,4	13,4
Charges de personnel	(15 470)	(15 236)	(234)	1,5	2,0
Impôts et taxes	(4 064)	(3 163)	(901)	28,5	28,5
Autres produits et charges opérationnels	11 228	367	10 861	n.a	n.a
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	39 927	(4 986)	44 913	n.a	n.a

n.a. : non applicable.

5.1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 80 989 millions d'euros en 2023, en baisse organique de 39 772 millions d'euros (- 32,9 %) par rapport à 2022 :
 - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de 24 166 millions d'euros en raison de la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs ;
 - sur le segment **France – Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 3 853 millions d'euros, la hausse est portée par la hausse des prix des achats d'énergie pour les pertes, achetées à terme ;
 - en **Italie**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de 12 501 millions d'euros en raison notamment de la baisse des volumes des achats de gaz ;
 - au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 712 millions d'euros (+ 13,4 %) est principalement liée à l'impact de la hausse des prix de marché, notamment sur le premier semestre.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 493 millions d'euros, en hausse organique de 1 266 millions d'euros (+ 13,4 %) par rapport à 2022 :
 - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 153 millions d'euros (+ 5,6 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés au développement des activités de service, le développement des outils informatiques, et la hausse des besoins en termes de gestion de clientèle ;
 - sur le segment **France – Activités régulées**, la hausse organique de 167 millions d'euros (+ 10,9 %) reflète la hausse des développements informatiques, la hausse de la maintenance des réseaux dont l'impact exceptionnel de la tempête de novembre et la croissance des raccordements ;

5.1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Le redressement progressif de la production nucléaire en France, un contexte de prix élevés en Europe, (entraînant notamment un niveau historiquement élevé du prix de l'écrêtement de l'ARENH) et l'absence de mesures réglementaires comme celles de 2022 en France expliquent principalement la progression exceptionnelle de l'EBE de près de 45 milliards d'euros pour atteindre 39,9 milliards d'euros. Les performances opérationnelles des autres activités contribuent également à cette amélioration. Le Royaume-Uni réalise une bonne performance, notamment dans l'activité commercialisation. En Italie, la performance de la plupart des activités contribue à la progression de l'EBE. En outre, Dalkia réalise une performance commerciale très satisfaisante.

- Dalkia** enregistre une hausse organique de 187 millions d'euros (+ 9,2 %) conséquence du développement commercial soutenu en France.
- Les **charges de personnel du Groupe** s'établissent à 15 470 millions d'euros, en hausse organique de 306 millions d'euros (+ 2,0 %) sur l'ensemble des segments en lien avec les mesures salariales dans un contexte d'inflation et avec la hausse des effectifs, compensées partiellement par l'effet favorable de l'actualisation des engagements retraite sur les segments France.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 4 064 millions d'euros en 2023, en hausse organique de 903 millions d'euros (+ 28,5 %) par rapport à 2022 :
 - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la hausse organique de 389 millions d'euros (+ 22,9 %) est principalement due aux impôts liés à la hausse de la valeur ajoutée, cette dernière étant à nouveau positive en 2023 ;
 - au **Royaume-Uni**, les impôts et taxes sont en hausse organique de 405 millions d'euros (+ 332 %) en lien principalement avec la mise en place de l'*Electricity Generation Levy* sur les revenus de la production nucléaire.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 11 228 millions d'euros en 2023, en hausse organique de 10 832 millions d'euros par rapport à 2022 :
 - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la hausse organique du produit net de 11 093 millions d'euros est notamment liée à une augmentation de la compensation CSPE, essentiellement liée au dispositif de bouclier tarifaire sur 2023 ;
 - sur le segment **France – Activités régulées**, la baisse organique de 263 millions d'euros (- 15,6 %) s'explique essentiellement aux pénalités à verser aux clients pour coupures au titre des tempêtes de fin d'année en France, ainsi qu'à l'augmentation des sorties d'immobilisations ;
 - au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels sont en dégradation organique de 388 millions d'euros du fait notamment de la hausse des provisions pour créances douteuses en lien avec la hausse des prix et le moratoire Ofgem sur l'installation de compteurs à prépaiement.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation	24 677	(23 144)	47 821	n.a	n.a
France – Activités régulées	3 707	6 723	(3 016)	- 44,9	- 44,9
EDF Renouvelables	932	909	23	2,5	2,8
Dalkia	407	333	74	22,2	22,8
Framatome	255	328	(73)	- 22,3	- 25,3
Royaume-Uni	3 967	1 325	2 642	199,4	201,4
Italie	1 855	1 115	740	66,4	65,3
Autre international	872	336	536	159,5	158,3
Autres métiers	3 255	7 089	(3 834)	- 54,1	- 52,2
EBE GROUPE	39 927	(4 986)	44 913	n.a	n.a

n.a. : non applicable.

5.1.3.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

La très forte hausse de l'EBE s'explique par le redressement progressif de la production nucléaire pour un effet favorable de 5,7 milliards d'euros.

En 2022, les mesures réglementaires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement, afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs, avaient pénalisé l'EBE pour un montant estimé à 8,2 milliards d'euros.

La baisse de la production nucléaire en 2022 avait conduit à des achats de volumes importants à des prix de marché très élevés, avec des effets nettement réduits en 2023 : cela représente un effet positif de 7,3 milliards d'euros.

De plus, la hausse des prix a un impact de 12,1 milliards d'euros pour les consommateurs finals et de 12,5 milliards d'euros pris en charge par le bouclier tarifaire. Elle s'explique notamment par un prix de marché moyen à terme pour 2023 des 2 années précédentes de 218 €/MWh *versus* 71 €/MWh pour 2022 et un prix de l'écrêtement ARENH de 410 €/MWh pour 2023 *versus* 257 €/MWh pour 2022.

5.1.3.2.2.2 France – Activités régulées ⁽¹⁾

La baisse de l'EBE s'explique principalement par un effet prix négatif estimé à 1,3 milliard d'euros, en raison d'achats des pertes réseaux effectués à des prix de marché très élevés (ce surcoût sera compensé dans les hausses de tarif futures). En revanche, l'évolution du TURPE a un effet favorable estimé à 0,7 milliard d'euros ⁽²⁾.

De plus, une rétrocession a été accordée en 2022 par RTE au titre des recettes d'interconnexion pour un montant de 1,7 milliard d'euros ⁽³⁾ sans équivalent en 2023.

La baisse des volumes acheminés hors effet climat de 8,2 TWh, a un impact négatif limité en EBE pour un montant estimé à 0,1 milliard d'euros.

5.1.3.2.2.3 EDF Renouvelables

L'EBE production progresse grâce à la hausse des volumes produits de 10,9 % grâce aux mises en service de parcs réalisées en 2022 et 2023 et malgré des conditions de vents moins favorables, notamment au Royaume-Uni et aux États-Unis. Par ailleurs, la baisse des prix impacte les seuls parcs exposés aux prix de marché.

5.1.3.2.2.4 Dalkia

L'augmentation de l'EBE s'explique par la performance des activités commerciales notamment en France dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation. De plus, les installations de cogénération ont fonctionné pendant tout le 1^{er} trimestre 2023 (en 2022, Dalkia avait été impacté par leur arrêt anticipé du fait du raccourcissement de l'hiver tarifaire).

5.1.3.2.2.5 Framatome

L'EBE contributif Groupe recule essentiellement en Amérique du Nord (difficultés financières dans l'exécution d'un contrat de rénovation d'un contrôle commande de sûreté et moindre production temporaire de l'usine d'assemblage de combustible nucléaire).

Les prises de commandes s'établissent à environ 4,8 milliards d'euros à fin 2023, en hausse *versus* fin 2022 notamment grâce aux activités de Base Installée en Amérique du Nord.

Framatome a finalisé fin 2023 avec Naval Group, l'acquisition de Jeumont Electric. Cette transaction permet à Framatome de consolider ses activités dans le secteur de l'énergie nucléaire en intégrant un fournisseur spécialisé dans la fabrication et la maintenance des moteurs et d'équipements pour le secteur de l'énergie.

5.1.3.2.2.6 Royaume-Uni

La hausse de l'EBE s'explique en particulier par la performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises qui a permis de renforcer les marges et les parts de marché. Les allocations prévues dans le calcul du plafonnement des tarifs résidentiels, qui permettent aux fournisseurs de recouvrer une partie des coûts supportés au plus fort de la crise de l'énergie, ont entraîné un rétablissement des marges sur le marché résidentiel.

La performance opérationnelle a été solide pour l'activité de production, l'effet lié à des prix nucléaires réalisés plus élevés ayant été partiellement compensé par ceux d'une production nucléaire de 37,3 TWh en baisse de 6,3 TWh à la suite de la fermeture d'Hinkley Point B en août 2022 ((4,1) TWh) et d'un programme de maintenance plus chargé qu'en 2022.

5.1.3.2.2.7 Italie

La hausse de l'EBE s'explique, dans les activités de production d'électricité, par une meilleure production renouvelable et en particulier une hausse de la production hydraulique grâce à de meilleures conditions d'hydraulicité. Néanmoins, l'effet prix défavorable du thermique limite cette tendance.

Dans les activités de commercialisation, les marges ont été redressées dans tous les segments de clients.

Enfin, les activités gaz bénéficient d'une bonne optimisation du portefeuille de contrats d'approvisionnement malgré le fort impact négatif lié à des livraisons de GNL en provenance des États-Unis qui n'ont pas été honorées.

Les capacités éoliennes et solaires s'établissent à 650 MW nets ⁽⁴⁾ à fin 2023.

(1) Activités régulées comprenant Enedis, ÉS et les activités insulaires.

(2) Indexation du TURPE 6 distribution de + 2,26 % au 1^{er} août 2022 et + 6,51 % au 1^{er} août 2023.

(3) Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de régulation de l'énergie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité.

(4) Aux bornes d'Edison.

5.1.3.2.2.8 Autre international

En Belgique ⁽¹⁾, la progression de l'EBE s'explique par une meilleure production nucléaire (+ 6 %) après une année 2022 marquée par des achats d'énergie à prix élevés conjugués à l'arrêt de la centrale de Chooz. La production hydraulique est également en progression (+ 54 %), ainsi que la production éolienne (+ 29 %) dans un contexte de prix élevés.

Les capacités éoliennes s'élèvent à 633 MW nets ⁽²⁾ à fin 2023.

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait du recul des services système et d'un effet prix spot défavorable, malgré la revalorisation du prix de 5 % du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2022.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 13 174 millions d'euros en 2023, en hausse de 32 537 millions d'euros et en hausse organique de 32 584 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
EBE	39 927	(4 986)	44 913	n.a
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	363	(849)	1 212	n.a
Dotations aux amortissements*	(11 161)	(11 079)	(82)	0,7
(Pertes de valeur)/reprises	(13 011)	(1 762)	(11 249)	n.a
Autres produits et charges d'exploitation	(2 944)	(687)	(2 257)	n.a
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	13 174	(19 363)	32 537	n.a

n.a. : non applicable.

* Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

5.1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent fortement, à hauteur de 1 212 millions d'euros dans un contexte de recul des prix et de volatilité des marchés de commodités.

5.1.3.3.2 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2023 s'élèvent à 13 011 millions d'euros et portent principalement sur :

- le goodwill au Royaume-Uni pour 1 773 millions d'euros ; et
- les actifs en cours de construction du projet Hinkley Point C (HPC) pour 11 151 millions d'euros, en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet ⁽³⁾, ainsi que des hypothèses

5.1.3.2.2.9 Autres métiers

La baisse des prix et la moindre activité du terminal de Dunkerque, après une année 2022 exceptionnelle dans un contexte de prix de marché de gros très élevés, expliquent le net recul de l'EBITDA des **activités gazières**.

Dans un contexte de baisse des risques de marché et de contrepartie, **EDF Trading** réalise d'excellentes performances nettement supérieures à celles de 2021, avant la crise énergétique. Ces performances, en baisse toutefois par rapport à 2022 du fait du recul des prix et de la volatilité sur les marchés de gros en 2023, s'expliquent notamment par une bonne diversification.

de taux d'actualisation, d'inflation et de change. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash-flows actualisés.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 10.8 « Pertes de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

5.1.3.3.3 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à une charge nette de 2 944 millions d'euros en 2023. L'augmentation de 2 257 millions d'euros par rapport à 2022 est principalement due à la provision ATR 24-26 sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, aux coûts exceptionnels en lien avec la réforme des retraites et à des plus-values de cession en 2022, sans équivalent en 2023.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(3 830)	(1 730)	(2 100)	121,4
Effet de l'actualisation	(3 988)	174	(4 162)	n.a
Autres produits et charges financiers	4 469	(1 997)	6 466	n.a
RÉSULTAT FINANCIER	(3 349)	(3 553)	204	- 5,7

Le résultat financier représente une charge de 3,3 milliards d'euros, en légère amélioration de 0,2 milliard d'euros par rapport à 2022 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 10,2 % (vs - 8,5 % en 2022), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés action en 2023, qui se traduit par une amélioration des autres produits et charges financières de 6,5 milliards d'euros (avec un impact cash limité) ;

- la hausse de la charge de désactualisation de 4,2 milliards d'euros, principalement liée à la stabilité du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2023, après l'impact positif de la hausse de 50 points de base en 2022 (sans impact cash) ;
- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 2,1 milliards d'euros principalement liée à la hausse significative des taux d'intérêt (avec un effet cash de 1,8 milliard d'euros).

(1) Luminus et EDF Belgium.

(2) Aux bornes de Luminus.

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

5. Performance financière et perspectives

Examen de la situation financière et du résultat 2023

Le résultat financier courant s'établit à (5,6) milliards d'euros, en baisse de 5,4 milliards d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 470) millions d'euros au 31 décembre 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,1 % (contre un produit de 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,1 %).

La variation de (6 396) millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 32 741 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de (8 454) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2023 est également affectée par les pertes de valeurs au Royaume-Uni dont les effets sont toutefois partiellement pondérés par la reconnaissance d'impôts différés, par la consommation partielle du déficit réalisé en 2022 du groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %), par la reconnaissance de l'ensemble du déficit fiscal 2022 du Groupe fiscal en France et par l'absence de contentieux fiscaux et d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 20,6 % au 31 décembre 2023 contre un taux de 18,0 % au 31 décembre 2022.

5.1.3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant s'élève à 18,5 milliards d'euros. La hausse de 31,1 milliards d'euros reflète la forte croissance de l'EBE diminuée de la charge d'impôt (un produit d'impôt était enregistré en 2022).

5.1.3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 10,0 milliards d'euros, en progression de près de 28 milliards d'euros. Outre la forte augmentation du résultat net courant, la hausse s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour 4 milliards d'euros ;
- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C et du Goodwill d'EDF Energy en 2023 pour (7,9) milliards d'euros après l'annonce du délai et des coûts supplémentaires faite en janvier 2024.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
EBE	39 927	(4 986)	44 913	n.a
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	3 939	(7 825)	11 763	- 150,3
EBE Cash	43 866	(12 811)	56 676	n.a
Variation du besoin en fonds de roulement net	(7 785)	8 301	(16 086)	- 193,8
Investissements nets ⁽¹⁾	(19 100)	(16 395)	(2 705)	16,5
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	(53)	(630)	577	- 91,5
Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾	16 928	(21 535)	38 463	- 178,6
Cessions d'actifs	80	535	(455)	- 85
Impôt sur le résultat payé	(3 695)	(1 282)	(2 413)	188,2
Frais financiers nets décaissés	(2 534)	(1 003)	(1 531)	152,6
Actifs dédiés	(378)	(233)	(145)	62,2
Dividendes versés en numéraire	(1 113)	(1 085)	(28)	2,6
Cash-flow Groupe ⁽³⁾	9 288	(24 603)	33 891	- 137,7
Emissions TSDI	1 377	994	383	38,5
Rachats TSDI	(1 369)	(1 966)	597	- 30,4
Autres variations monétaires	(72)	3 470	(3 542)	- 102,1
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	9 223	(22 105)	31 328	- 141,7
Effet de la variation de change	(162)	85	(247)	- 290,6
Autres variations non monétaires	1 057	508	548	107,8
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	10 119	(21 512)	31 630	- 147,0
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	-	-	-	n.a
Endettement financier net ouverture	64 500	42 988	21 512	50
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	54 381	64 500	(10 118)	- 15,7

n.a. non applicable.

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2023.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2023), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations définis en note (2) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

5.1.4.1 Endettement financier net

L'endettement financier net ⁽¹⁾ atteint 54,4 milliards d'euros, en recul de 10,1 milliards d'euros par rapport à fin 2022. En plus du cash-flow positif, la conversion des OCEANes de 2,4 milliards d'euros contribue au renforcement des capitaux propres.

Les émissions obligataires réalisées pendant l'année pour un montant d'environ 8 milliards d'euros, la baisse du niveau de la

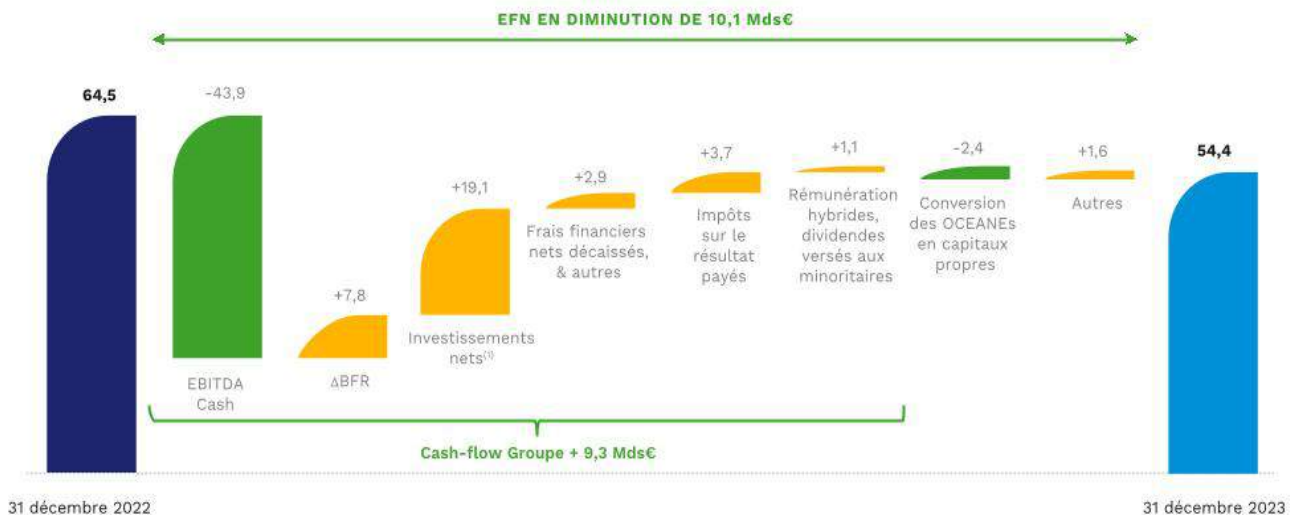
dette court terme et les remboursements anticipés de prêts bancaires permettent un allongement de la maturité de la dette financière à 11 ans à fin 2023 (*versus* 9,4 ans à fin 2022).

EDF s'est vu décerner le prix 2024 de l'International Financing Review (IFR) dans la catégorie « Corporate Issuer » pour son activité d'émission en 2023.

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	86 647	96 053	(9 406)	- 10
Dérivés de couvertures des dettes	(1 379)	(2 024)	645	- 32
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 775)	(10 948)	173	- 2
Titres de dettes et de capitaux propres – actifs liquides	(20 077)	(18 507)	(1 570)	8
Dérivés macrocouverture sur titres de dettes liquides	(35)	(74)	39	- 53
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	54 381	64 500	(10 119)	- 16

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023

En milliards d'euros



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.
(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

5.1.4.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow s'établit à 9,3 milliards d'euros *versus* (24,6) milliards d'euros en 2022. Il s'explique par un EBE cash de 43,9 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle et à un effet prix très élevé. Il bénéficie également du débouclage des positions de trading 2022 en 2023 à hauteur de 5,3 milliards d'euros.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 7,8 milliards d'euros, dont :

- 5,1 milliards d'euros pour l'activité d'optimisation/trading liés notamment aux appels de marge restitués à mesure que les positions se sont débouclées en 2023 ;

- 3,9 milliards d'euros liés à la créance du bouclier tarifaire 2023 en CSPE qui est compensée par les recettes d'obligations d'achat moindres dans un contexte de baisse des prix, les versements de l'État au titre des compensations 2023 et la régularisation des surcompensations des années précédentes.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 19,1 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros en raison notamment du projet Hinkley Point C, de la maintenance importante du parc nucléaire et du développement des réseaux.

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

5.1.4.2.1 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 19 100 millions d'euros, en hausse de 2 705 millions d'euros par rapport à 2022.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	6 566	5 688	878	15 %
France – Activités régulées	5 025	4 564	461	10 %
EDF Renouvelables	1 759	1 619	140	9 %
Dalkia	297	324	(27)	- 8 %
Framatome	386	294	92	31 %
Royaume-Uni	4 088	2 978	1 110	37 %
Italie	632	701	(69)	- 10 %
Autre international	292	167	125	75 %
Autres métiers	55	61	(6)	- 10 %
INVESTISSEMENTS NETS	19 100	16 395	2 705	16 %

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 1 110 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 878 millions d'euros, du fait notamment de la montée en puissance du projet EPR2, des coûts liés à la corrosion sous contrainte et du programme Grand Carénage.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** sont en hausse de 461 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements.

Les investissements d'**EDF Renouvelables** sont en hausse, en particulier en raison de développement d'importants parcs solaires aux États-Unis (dont Fox Squirrel (753) MW bruts et Desert Quartzite (527) MW bruts), au Royaume-Uni et de parcs éoliens au Brésil (Eólico Serra do Seridó et Serra das Almas).

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 68 millions d'euros du fait notamment d'acquisitions en 2022 dans le secteur des renouvelables, sans équivalent en 2023 et à la mise en service de la centrale de Marghera.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition de Refoerneg Villanueva au Chili.

5.1.4.2.2 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent à 80 millions d'euros en 2023. Elles concernent essentiellement les cessions de Suir, filiale de Dalkia, et des actifs pétro-gaziers d'EDISON en Algérie et en Norvège.

5.1.4.2.3 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir section 7.1 « Informations générales concernant la Société »).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2023, les flux nets de (378) millions d'euros correspondent aux deuxièmes et troisièmes catégories décrites ci-dessus.

5.1.4.2.4 Dividendes versés en numéraire

À fin décembre 2023, EDF a versé 1 113 millions d'euros au titre :

- de la rémunération versée en 2023 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (630 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (483 millions d'euros).

5.1.4.3 Autres variations non monétaires

L'**effet de change** a un impact défavorable de (162) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro compensé par l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les **autres variations non monétaires** s'élèvent à 1 057 millions d'euros à fin décembre 2023 contre 508 millions à fin décembre 2022. Elles sont principalement constituées de la conversion en action des obligations OCEANES par l'État français, des nouveaux contrats de location (IFRS 16) et des intérêts courus sur les dettes financières.

5.1.5 Perspectives financières

Objectifs 2026 ^{(1) (2)} :

- Endettement financier net/EBE : $\leq 2,5x$
- Dette économique ajustée/EBE ajusté ⁽³⁾ : $\leq 4x$

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

Voir également la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2023.

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tels qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 30 852 millions d'euros au 31 décembre 2023, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 15 842 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 18 878 millions d'euros, dont 3 990 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 163 millions d'euros au titre des appels de marge sur dérivés et sur mises en pensions de titres) et la dette liée à l'obligation locative (voir note 18.3.3 « Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Le Groupe a ainsi réalisé :

Le 19 janvier 2023, une émission d'obligations senior multi-devises en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling :

- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,250 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,500 % ;
- obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.

Le 17 mai 2023, une émission de 3 milliards de dollars US et une émission de 500 millions de dollars canadiens en 5 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1 milliard de dollars US, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,700 % ;
- obligation de 1 milliard de dollars US, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,250 % ;
- obligation de 1 milliard de dollars US, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,900 % ;
- obligation de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 % ;
- obligation de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

Le 8 juin 2023, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un montant de 1,5 milliard de dollars US, avec un coupon initial de 9,125 % jusqu'en 2033 et une première option de remboursement à 10 ans au gré d'EDF.

Le 22 juin 2023, une émission de 33 milliards de yens en 4 tranches d'obligations senior Samourai :

- obligation de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 % ;
- obligation de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 % ;
- obligation de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 % ;
- obligation de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.

Le 20 juin 2023 et le 7 juillet 2023, un rachat pour un montant total de 904 millions de dollars US (respectivement 901 millions de dollars US et 3 millions de dollars US) d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars US d'un montant initial de 1,5 milliard de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat a fait l'objet d'un remboursement au 22 janvier 2024 à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé à la main d'EDF.

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2024 et d'une hypothèse de production nucléaire en France relative au parc actuellement en service de 315-345 TWh en 2024 et 335-365 TWh en 2025 et 2026.

(2) Communiqués le 16 février 2024.

(3) Ratio à méthodologie S&P constante.

5. Performance financière et perspectives

Examen de la situation financière et du résultat 2023

Le 21 août 2023, une émission de 325 millions de francs suisses en 2 tranches d'Obligations Vertes senior affectées au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité :

- obligation de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,300 % ;
- obligation de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,550 %.

Le 28 novembre 2023, une émission d'obligations senior vertes pour un montant nominal de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %, dédiée au parc nucléaire français existant.

Le Groupe a également conclu en janvier 2023 des prêts à terme bilatéraux de maturités 2 ans et 3 ans pour un total de 750 millions d'euros.

EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires en 2023, dont plus de 2 milliards d'euros le 19 octobre 2023.

Au 31 décembre 2023, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit ⁽¹⁾ :

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Instruments de couverture *			Garanties données sur emprunts
	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	
< 1 an	21 958	49	(179)	24
1 à 5 ans	36 851	(331)	(986)	650
> 5 ans	77 668	(300)	(3 328)	542
TOTAL	136 477	(582)	(4 493)	1 216
dont remboursement du nominal	86 647			
dont charges d'intérêts	49 830			

* Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) et US CP (*US Commercial Paper*). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 12 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2023, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 5 050 millions d'euros de NEU CP (et aucun encours sur le programme US CP).

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2023 s'établit à 11,0 ans contre 9,4 ans au 31 décembre 2022.

Au 31 décembre 2023, EDF SA dispose d'un montant global de 14 057 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2023 ;
- un crédit syndiqué social de 1,5 milliard d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2026. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2023 ;
- les lignes bilatérales représentent 8 557 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026.

Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de sécurité.

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 31 décembre 2023 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée en 2023 par un pool de banques et garantie à 70 % par la SACE, ainsi que d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 162 millions d'euros au 31 décembre 2023.

5.1.6.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2023, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 1^{er} juin 2023, Moody's a revu les perspectives de « negative » à « stable » pour l'ensemble des entités. L'agence a augmenté d'un cran la notation d'EDF afin de prendre en compte la forte probabilité du soutien de l'État français en tant qu'actionnaire unique, mais a baissé d'un cran le *Credit Standalone*.

La notation du Groupe est susceptible d'être affectée en particulier, par les « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et le « Risque d'accès à la liquidité ».

(1) Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2023.

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective stable	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective stable	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB- avec perspective stable	B
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.

n. a. = non applicable.

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou

contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2023 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2023, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	51 346	12 811	64 157	74 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 860	(16 634)	4 226	5 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 849	5 989	15 838	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	(2 166)	2 426	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	86 647	0	86 647	100 %

* Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

5. Performance financière et perspectives

Examen de la situation financière et du résultat 2023

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2023 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	64 157	-	64 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	4 226	423	4 649
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	15 838	1 584	17 422
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 426	243	2 669
TOTAL DES EMPRUNTS	86 647	2 250	88 897

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2023 (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	3 754	2 350	(103)	1 507
CHF (Suisse)	18	-	15	3
PLN (Pologne)	304	-	153	151
GBP (Royaume-Uni)	18 159	6 084	5 996	6 079
BRL (Brésil)	2 506	-	-	2 506
CNY (Chine)	7 634	-	4 604	3 030

Les actifs indiqués **ci-dessus** sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau **ci-après** présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2023. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2023			Au 31 décembre 2022		
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion Convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	1 507	1 364	136	3 163	2 965	297
CHF (Suisse)	3	3	-	2	2	-
PLN (Pologne)	151	35	4	128	27	3
GBP (Royaume-Uni)	6 079	6 995	700	10 740	12 109	1 211
BRL (Brésil)	2 506	467	47	1 697	301	30
CNY (Chine)	3 030	386	39	3 179	432	43

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2023.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes sur les actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux

variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2023, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 59 % à taux fixe et 41 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 354 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2023 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,11 % à fin décembre 2023.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	67 531	(16 197)	51 334	-
À taux variable	19 116	16 197	35 313	353
TOTAL DES EMPRUNTS	86 647	0	86 647	353

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 013	(10)	1 003

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15 « Provision liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 32 % en actions fin décembre 2023, soit un montant de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2023, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a remonté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 4,9 % à fin 2023, ce qui représente désormais un montant de 297 millions de livres sterling.

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée ci-après en section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du Code de l'environnement (articles L. 594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions non liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2021 pour augmenter la diversification des actifs de taux. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle ⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 31 décembre 2023, la valeur globale du portefeuille s'élève à 36 885 millions d'euros, contre 33 904 millions d'euros à fin décembre 2022. L'évolution des actifs dédiés en 2023, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2023	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2022
Actifs de rendement	23,4 %	8 657	2,9 %	25,9 %	8 772	11,2 %
Actifs de croissance	38,1 %	14 036	17,5 %	36,1 %	12 251	- 15,8 %
Actifs de taux	38,5 %	14 192	7,9 %	38,0 %	12 881	- 12,1 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100 %	36 885	10,2 %	100 %	33 904	- 8,5 %

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2023 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 13 447 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 11,36 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 17,04 % à fin 2022. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2023, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 528 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, la sensibilité des obligations cotées (12 489 millions d'euros) s'établit à 5,34 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 666 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2022

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 31 décembre 2023 à 4,5 % (voir note 15.1.1 « Provisions nucléaires » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 5,9 % au 31 décembre 2023.

Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du Code de l'environnement

La dérogation ministérielle du 31 mai 2018 obtenue par EDF, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet suite au décret du 22 novembre 2023 qui actualise des règles d'investissements des actifs dédiés et dans lequel les titres de la société CTE ne font plus l'objet de limites spécifiques.

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle encourue par le groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée à l'organisation de la gestion et au suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2023, les expositions du Groupe sont portées à 90 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 30/06/2023	89 %	10 %	1 %	100 %
au 30/09/2023	90 %	9 %	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/06/2023	9,5 %	0,3 %	14,3 %	58,9 %	17,0 %	100 %
au 30/09/2023	9,9 %	0,3 %	13,1 %	61,5 %	15,2 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Politique de risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de trading. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment les stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; couverture des ventes aux clients finaux par cession interne lorsque cela s'avère possible ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie ⁽¹⁾ permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats/ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés ⁽²⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2023, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, inférieure à la limite maximale autorisée en 2022 qui s'était temporairement élevée à 70 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Pour le détail des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir note 18.7.4 « Instruments dérivés liés aux matières premières » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

(2) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 23 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2023.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

Aucun événement postérieur à la clôture n'est intervenu hormis ceux présentés dans les autres sections du présent document d'enregistrement universel.

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2024

Le prix spot de l'électricité sur la période janvier-février 2024 s'est établi en moyenne à 67,8 €/MWh en base et 77,2 €/MWh en pointe, évoluant entre - 0,05 €/MWh et 144,11 €/MWh. Le prix base se situe en moyenne 72 €/MWh en dessous de son niveau de 2023 sur la même période et 29,1 €/MWh en dessous de son niveau moyen sur toute l'année 2023. Cette baisse globale des prix spot s'explique principalement par un équilibre offre-demande détendu : une bonne disponibilité du parc nucléaire (autour de 42 GW fin février), de hauts niveaux de stocks hydrauliques et des niveaux de prix du gaz et du CO₂ inférieurs à leurs niveaux de 2023.

Les prix de l'électricité à terme ont poursuivi tout au long des mois de janvier et février la baisse entamée en 2023, sur tous les horizons de livraison. Le produit calendaire pour livraison l'année suivante a perdu près de 100 €/MWh en un an, alors qu'il se situait à 166,5 €/MWh fin février 2023 il affiche 73,2 €/MWh fin février 2024 (- 56 %). Alors que le produit français était plus cher que tous ses pays voisins fin février 2023, il se situe fin février 2024 en dessous de ses homologues italien, suisse, belge et allemand.

En janvier-février 2024, les prix gaz spot pour l'indice PEG se sont établis en moyenne à 26,8 €/MWh, en baisse de 27,8 €/MWh par rapport à la même période en 2023. Ils ont suivi une tendance baissière, évoluant entre 33,3 €/MWh début janvier et 22,0 €/MWh fin février. Cette baisse s'explique notamment par un équilibre offre-demande détendu en Europe supporté par des approvisionnements en gaz norvégien et en GNL robustes et une demande industrielle en recul par rapport à l'année dernière. Hormis la vague de froid entre le 8 et le 16 janvier, les températures sont restées relativement clémentes ce qui a permis de limiter le recours aux moyens de production gaz dans un contexte de bonne disponibilité nucléaire. Les stocks de gaz se sont maintenus aux niveaux des maxima historiques sur la période en France et en Europe s'établissant respectivement à 44 % et 63 % fin février 2024. À plus long terme, le produit calendaire pour livraison l'année suivante s'est également déprécié pour clôturer à 28,7 €/MWh. Le cours a rebondi à la fin du mois de février suite à la reprise à la hausse des cours du complexe énergétique notamment charbon et quotas d'émissions.

Le prix du baril de Brent pour le mois prochain a clôturé le 27 février à 83,6 \$, au même niveau que fin février 2023. Depuis le début de l'année 2024, les prix ont suivi une tendance haussière (+ 10 % entre début janvier et fin février), soutenus par les tensions géopolitiques persistantes en lien avec le conflit entre Israël et le Hamas. Les rebelles Houtis ont multiplié leurs attaques en Mer Rouge alimentant le risque d'escalade régionale pouvant affecter les infrastructures et routes maritimes pétrolières. La demande mondiale atone a cependant contenu la hausse.

Le prix du charbon pour livraison dans les principaux ports européens l'année suivante a clôturé fin février à 101,7 \$/t, en baisse de 52,5 \$/t par rapport à son prix de clôture fin février 2023. Le début d'année 2024 est marqué par une faible sollicitation des centrales au charbon. Les stocks européens se maintiennent à des niveaux élevés, conduisant les cargos à chercher d'autres destinations de livraison, voire à des réexpéditions depuis l'Europe vers d'autres pays consommateurs. Le cours a cependant réagi à la hausse fin février aux annonces de sanctions américaines concernant le charbon russe.

Le prix du certificat d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2024 a clôturé fin février 2024 à 56,0 €/t en baisse de 44 % environ par rapport à son niveau fin février 2023 pour le produit décembre 2023. Les prix du CO₂ ont poursuivi début 2024, la tendance baissière observée à partir de septembre 2023. Ils ont évolué sous l'influence de la faible demande et des prises de positions spéculatives des acteurs. D'une part, la baisse de la production d'électricité sur la période janvier-février portée par un hiver doux au-dessus des normales de saisons et associé à des effets de sobriété, a entraîné une moindre sollicitation des centrales thermiques et réduit la demande en quotas. D'autre part, l'augmentation des quotas mis en circulation annoncée par l'Europe a également encouragé la baisse du cours.



États financiers

6.1	Comptes consolidés au 31 décembre 2023	358	6.4	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	561
	Compte de résultat consolidé	358	6.5	Politique de distribution de dividendes	565
	État du résultat global consolidé	359	6.6	Autres informations	566
	Bilan consolidé	360	6.7	Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF	568
	Tableau de flux de trésorerie consolidé	361			
	Variation des capitaux propres consolidés	362			
	Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés	363			
	Annexe aux comptes consolidés	365			
6.2	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	486			
6.3	Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023	491			
	Compte de résultat	493			
	Bilan	494			
	Tableau de flux de trésorerie	496			
	Annexe aux comptes sociaux	497			
	Compte de résultat	502			
	Bilan	514			
	Autres informations	555			

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2023

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 11 juin 2024.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Chiffre d'affaires	5.1	139 715	143 476
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(80 989)	(121 010)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	5.3	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	5.4	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	11 228	367
Excédent brut d'exploitation	5	39 927	(4 986)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	363	(849)
Dotations aux amortissements		(11 161)	(11 079)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(13 011)	(1 762)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(2 944)	(687)
Résultat d'exploitation		13 174	(19 363)
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(3 830)	(1 730)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 988)	174
Autres produits et charges financiers	8.3	4 469	(1 997)
Résultat financier	8	(3 349)	(3 553)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		9 825	(22 916)
Impôts sur les résultats	9	(2 470)	3 926
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	257	759
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		7 612	(18 225)
Dont résultat net - part du Groupe		10 016	(17 940)
Résultat net des activités poursuivies		10 016	(17 946)
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(2 404)	(285)
Activités poursuivies		(2 404)	(285)
Activités en cours de cession		-	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

État du résultat global consolidé

	Notes	2023			2022		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
(en millions d'euros)							
Résultat net consolidé		10 016	(2 404)	7 612	(17 940)	(285)	(18 225)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	7 089	77	7 166	(3 579)	57	(3 522)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(1 844)	(18)	(1 862)	936	(14)	922
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(107)	-	(107)	308	-	308
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		23	-	23	65	-	65
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	970	-	970	(1 660)	-	(1 660)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(247)	-	(247)	428	-	428
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute (1)	18.7.5	(126)	-	(126)	155	-	155
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		32	-	32	(40)	-	(40)
Écarts de conversion des entités contrôlées		326	204	530	(1 114)	(546)	(1 660)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(244)	(12)	(256)	521	-	521
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		5 872	251	6 123	(3 980)	(503)	(4 483)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	46	1	47	(16)	-	(16)
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute (2)	16.1.1	564	(151)	413	3 899	(405)	3 494
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt (2)		164	35	199	458	103	561
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(19)	-	(19)	216	-	216
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		755	(115)	640	4 557	(302)	4 255
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		6 627	136	6 763	577	(805)	(228)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		16 643	(2 268)	14 375	(17 363)	(1 090)	(18 453)
<i>Dont résultat global des activités poursuivies</i>		<i>16 643</i>	<i>(2 268)</i>	<i>14 375</i>	<i>(17 369)</i>	<i>(1 090)</i>	<i>(18 459)</i>
<i>Dont résultat global des activités en cours de cession</i>		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>6</i>	<i>-</i>	<i>6</i>

(1) La variation des coûts de couverture mis en œuvre en 2022 inclut l'effet de retraitement des périodes antérieures pour 125 millions d'euros.

(2) En 2022, l'effet d'impôt correspondant est limité dans la mesure où la majeure partie des gains actuariels comptabilisée concerne la part de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans et pour laquelle aucun impôt différé n'a été reconnu, conformément à la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe.

6.

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2023	31/12/2022
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 895	9 513
Autres actifs incorporels	10.2	11 300	10 619
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	100 587	101 126
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	66 128	63 966
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 544	6 816
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	9 037	9 421
Actifs financiers non courants	18.1	48 327	48 512
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 110	2 165
Impôts différés actifs	9.3	7 403	8 696
Actif non courant		259 331	260 834
Stocks	13.2	18 092	17 661
Clients et comptes rattachés	13.3	26 833	24 844
Actifs financiers courants	18.1	39 442	58 033
Actifs d'impôts courants		669	497
Autres débiteurs courants	13.3.4	9 074	15 165
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	10 775	10 948
Actif courant		104 885	127 148
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	596	150
TOTAL DE L'ACTIF		364 812	388 132
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2023	31/12/2022
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	1 944
Réserves et résultats consolidés		50 084	32 396
Capitaux propres - part du Groupe		52 168	34 340
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.5	11 951	12 272
Total des capitaux propres	14	64 119	46 612
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	60 206	56 021
Provisions pour avantages du personnel	16	15 895	16 231
Autres provisions	17	4 878	4 671
Provisions non courantes		80 979	76 923
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 010	49 459
Passifs financiers non courants	18.3	69 724	71 058
Autres créditeurs non courants	13.5	5 685	4 968
Impôts différés passifs	9.3	978	1 533
Passif non courant		207 376	203 941
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	7 294	7 943
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	19 687	23 284
Passifs financiers courants	18.3	38 103	71 844
Dettes d'impôts courants		1 111	967
Autres créditeurs courants	13.5	26 975	33 504
Passif courant		93 170	137 542
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	147	37
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		364 812	388 132

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		7 612	(18 225)
Résultat net des activités en cours de cession		-	6
Résultat net des activités poursuivies		7 612	(18 231)
Pertes de valeur / (reprises)	10.8.1	13 011	1 762
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		18 116	6 820
Produits et charges financiers		1 934	446
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		702	590
Plus ou moins-values de cession		234	(143)
Impôt sur les résultats	9	2 470	(3 926)
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	(257)	(759)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(7 785)	8 301
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		36 037	(5 140)
Frais financiers nets décaissés		(2 534)	(1 003)
Impôts sur le résultat payés		(3 695)	(1 282)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		29 808	(7 425)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		29 808	(7 425)
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(181)	(198)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		227	694
Investissements incorporels et corporels	10.7	(21 021)	(18 324)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		126	87
Variations d'actifs financiers		(2 196)	(7 344)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(23 045)	(25 085)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(23 045)	(25 085)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	14.1	-	3 252
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾		1 746	1 795
Dividendes versés par EDF	14.2	-	(72)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(482)	(407)
Achats/ventes d'actions propres		-	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		1 264	4 572
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	11 947	34 165
Remboursements d'emprunts ⁽²⁾	18.3.2.1	(21 712)	(5 876)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3 et 14.4	1 377	994
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(630)	(606)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		496	694
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(8 522)	29 371
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		(7 258)	33 943
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(7 258)	33 943
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(495)	1 433
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(495)	1 433
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		10 948	9 919
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(495)	1 433
Variations de change		(53)	(397)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		293	100
Autres variations non monétaires		82	(107)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	18.2	10 775	10 948

(1) Comprenant notamment en 2023, au Royaume Uni, les augmentations de capital de CGN dans le projet Hinkley Point C pour 958 millions d'euros (1 351 millions d'euros en 2022) et du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 485 millions d'euros (209 millions d'euros en 2022).

(2) Dont (2 789) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2023 ((267) millions d'euros en 2022).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 003)	(2 977)	4 557	577	(805)	(228)
Résultat net	-	-	-	-	(17 940)	(17 940)	(285)	(18 225)
Résultat global consolidé	-	-	(1 003)	(2 977)	(13 383)	(17 363)	(1 090)	(18 453)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(606)	(606)	-	(606)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 025)	(1 025)	-	(1 025)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	(1 050)	(407)	(1 457)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	325	-	-	-	3 915	4 240	-	4 240
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	-	(74)	(74)	1 991	1 917
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	1 944	(7)	(175)	(7 451)	40 029	34 340	12 272	46 612
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	156	5 716	755	6 627	136	6 763
Résultat net	-	-	-	-	10 016	10 016	(2 404)	7 612
Résultat global consolidé	-	-	156	5 716	10 771	16 643	(2 268)	14 375
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Emissions / rachats TSDI et OCEANes (voir notes 14.3 et 14.4)	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	2 084	-	(19)	(1 732)	51 835	52 168	11 951	64 119

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2023, au Royaume Uni, les augmentations de capital de CGN dans le projet Hinkley Point C pour 958 millions d'euros (1 351 millions d'euros en 2022) et du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 485 millions d'euros (209 millions d'euros en 2022) (voir note 14.5).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe	365	NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	395
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	365	10.1 Goodwill	395
1.2 Évolutions du référentiel comptable	365	10.2 Autres actifs incorporels	396
1.3 Bases de préparation des états financiers	366	10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	398
NOTE 2 Synthèse des faits marquants	369	10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation	400
NOTE 3 Périmètre de consolidation	370	10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	401
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation	371	10.6 Immobilisations en cours	402
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	371	10.7 Investissements incorporels et corporels	405
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023	372	10.8 Pertes de valeur / reprises	406
NOTE 4 Informations sectorielles	376	NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France	412
4.1 Informations par secteur opérationnel	376	11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	413
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	379	11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	414
NOTE 5 Excédent brut d'exploitation	379	NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	415
5.1 Chiffre d'affaires	380	12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	415
5.2 Achats de combustible et d'énergie	385	12.2 Taishan	416
5.3 Charges de personnel	386	12.3 Autres participations	416
5.4 Impôts et taxes	386	NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)	417
5.5 Autres produits et charges opérationnels	387	13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement	417
NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	389	13.2 Stocks	418
NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation	390	13.3 Clients et comptes rattachés	419
NOTE 8 Résultat financier	390	13.4 Fournisseurs et comptes rattachés	421
8.1 Cout de l'endettement financier brut	390	13.5 Autres créditeurs	421
8.2 Effet de l'actualisation	390	NOTE 14 Capitaux propres	422
8.3 Autres produits et charges financiers	391	14.1 Capital social	422
NOTE 9 Impôts sur les résultats	391	14.2 Distributions de dividendes	422
9.1 Ventilation de la charge d'impôt	392	14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée	422
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	392	14.4 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)	423
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés	393	14.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	424
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature	394		

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	424	NOTE 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers	472
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	426	20.1 Dépenses réglementaires	473
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	439	20.2 Évaluation des actifs et passifs	474
15.3 Provisions nucléaires en Belgique	441	20.3 Financement durable	475
NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel	442	20.4 Investissements décarbonés	476
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	443	20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique	476
16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)	447	20.6 Mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques	477
16.3 Royaume-Uni	449	NOTE 21 Engagements hors bilan	478
NOTE 17 Autres provisions et passifs éventuels	450	21.1 Engagements donnés	478
17.1 Autres provisions pour déconstruction	450	21.2 Engagements reçus	482
17.2 Autres provisions	450	NOTE 22 Parties liées	483
17.3 Passifs et actifs éventuels	451	22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	483
NOTE 18 Actifs et passifs financiers	454	22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	483
18.1 Actifs financiers	454	22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	484
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	457	NOTE 23 Événements postérieurs à la clôture	484
18.3 Passifs financiers	457	NOTE 24 Honoraires des Commissaires aux comptes	484
18.4 Lignes de crédit non utilisées	462		
18.5 Juste valeur des instruments financiers	462		
18.6 Risques marchés et de contrepartie	463		
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	464		
NOTE 19 Indicateurs financiers	470		
19.1 Résultat net courant	470		
19.2 Endettement financier net	471		

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2023 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 15 février 2024.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2023 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2023. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros⁽¹⁾.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2023 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2022 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.5 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1^{er} janvier 2024 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2023 (note 1.2.6).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendement d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » - Impôts différés rattachés à des actifs et passifs issus d'une même transaction

Depuis le 1^{er} janvier 2023, les entités doivent désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles.

Les amendements de la norme IAS 12 visent notamment à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement. Ils prévoient la comptabilisation d'un actif d'impôt différé et d'un passif d'impôt différé pour toutes les différences temporelles déductibles et imposables relatives à de telles transactions.

Le Groupe constatait déjà un impôt différé pour le montant net entre les différences temporelles déductibles et imposables au titre de ces transactions. En conséquence, l'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe. Seules les informations fournies en annexe des comptes annuels relatives à la ventilation des impôts différés par nature sont modifiées à compter du 31 décembre 2023 (note 9.4).

1.2.2 Amendement d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » - Réforme fiscale internationale : Règles du Pilier 2

L'amendement de la norme IAS 12 publié par l'IASB en mai 2023 prévoit :

- une exception selon laquelle les impôts différés liés aux règles du Pilier 2 ne devront pas être comptabilisés et ne devront pas faire l'objet d'informations en annexe ;
- des informations à fournir dans l'annexe des états financiers, notamment dans la période transitoire pendant laquelle une législation Pilier 2 est adoptée, mais non encore entrée en vigueur, avec la communication d'une information qualitative et quantitative sur l'exposition de l'entité aux impôts complémentaires créés par Pilier 2, dans la mesure où cette information est connue ou raisonnablement estimable (note 9).

1.2.3 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

La norme IFRS 17 pose les principes pour la reconnaissance, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir concernant les contrats d'assurance entrant dans le champ d'application de la norme. Le Groupe n'a pas constaté d'impact matériel résultant de son application, notamment parce que les activités d'assurance exercées par les captives sont internes au Groupe, les filiales étant les seules bénéficiaires assurées, et sont donc éliminées en consolidation.

1.2.4 Autres textes

Les amendements suivants, applicables depuis le 1^{er} janvier 2023, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- IAS 1 « Présentation des états financiers » : Informations à fournir sur les méthodes comptables ;
- IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » : Définition d'une estimation comptable.

(1) Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

1.2.5 Réforme des taux interbancaires de référence – Amendements d'IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1^{er} janvier 2021, aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues. Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de fallback, évolution des systèmes d'information).

Les opérations de remplacement du dernier taux de référence, le Libor USD, ont été menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, le 30 juin 2023.

1.2.6 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter du 1^{er} janvier 2024

1.2.6.1 Amendements d'IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 un amendement à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

Le Groupe fournit en note 13.4 des informations en la matière et n'attend pas d'impacts matériels de l'application de ce texte dans ses états financiers.

1.2.6.2 Amendements d'IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« covenants ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en non courant d'une part, courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 12 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale (VD4) dont Blayais 1 et Saint-Laurent B2 en 2023. Cinq VD4 sont en cours de réalisation (Blayais 2, Bugey 3, Chinon B1, Dampierre 3, Gravelines 2).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2023 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2023 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2023 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révisé par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.8.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergies), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Enjeux climatiques

Le Groupe est concerné par les effets liés aux changements climatiques. Ces derniers constituent un élément implicite dans l'application des méthodologies et des modèles utilisés pour réaliser les estimations au titre des évaluations de certains éléments comptables (voir note 20), notamment dans le cadre des dépréciations liées aux actifs non financiers.

1.3.4.10 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de

définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient *via* sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

1.3.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2023 du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2023) :

- **Opération sur le capital du Groupe :**
 - Résultat de l'offre publique d'achat simplifiée rouverte visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 mai 2023, voir note 14) ;
 - Mise en œuvre du retrait obligatoire des titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juin 2023, voir note 14).
- **Développements dans le nucléaire :**
 - EDF a proposé à l'ASN une évolution de sa stratégie de contrôles du phénomène de corrosion sous contrainte (cf. communiqués de presse du Groupe du 16 mars et 26 avril 2023, voir note 10.6) ;
 - Sizewell C : une procédure de levée de fonds a été lancée en novembre 2023 afin de rechercher des financements pour la construction de la centrale nucléaire (voir note 10.6) ;
 - Hinkley Point C : finalisation de la revue du projet conduisant à la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024, voir notes 10.6 et 10.8).
- **Opérations de financement :**
 - Conversion des OCEANes EDF à échéance 2024 demandée par l'État (cf. communiqués de presse du Groupe du 28 février 2023 et 24 mai 2023, voir note 14.4) ;
 - EDF a lancé l'émission d'environ 8 milliards d'euros d'obligations senior sur divers marchés ainsi qu'une première émission obligataire verte dédiée au financement du parc nucléaire existant, pour un montant de 1 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2023, voir note 18.3.2.2).
- **Faits environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) :**
 - Le groupe EDF se fixe de nouveaux objectifs pour réduire ses émissions de CO₂ et atteindre « zéro émission nette » (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2023, voir note 20.1.1) ;
 - Conversion de la centrale au fioul de Port Est sur l'île de la Réunion à la biomasse liquide (cf. communiqué de presse du 4 décembre 2023).
- **Énergies renouvelables :**
 - Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer d'un gigawatt au large de la Normandie (cf. communiqués de presse d'EDF Renouvelables et du Groupe du 27 mars 2023, voir note 12.3).
- **Cessions :**
 - EDF a finalisé la cession (annoncée le 27 septembre 2022) de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 25 janvier 2023, voir note 3.1.1) ;
 - Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a finalisé un accord avec Duke Street portant sur la cession (annoncée le 14 novembre 2022) de sa filiale Suir Engineering (cf. communiqué de presse de Dalkia du 1^{er} février 2023, voir note 3.1.2).

Les principaux événements et transactions significatifs en 2022 étaient les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) :

- **Opération sur le capital du Groupe :**
 - Ouverture de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022).
- **Développements dans le nucléaire :**
 - Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et déchargement du combustible en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15) ;
 - Points d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqués de presse du Groupe du 12 janvier et 16 décembre 2022, voir note 10.6) ;
 - Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. les communiqués de presse du Groupe du 13 janvier, 7 février, 11 février, 15 septembre et 3 novembre 2022) ;
 - Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6) ;
 - Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8) ;
 - Points d'actualité sur Sizewell C : Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - Development Consent Order) à Sizewell C et EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6) ;
 - EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2022, voir note 3.1.3).
- **Cessions :**
 - Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1.1) ;
 - EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (cf. communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1.2).
- **Autres faits marquants du Groupe :**
 - Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
 - Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17) ;
 - Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5.1.1) ;
 - Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (cf. communiqués de presse du Groupe du 9 août 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1).

Note 3 Périmètre de consolidation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

ENTITÉS CONTRÔLÉES

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

PARTICIPATIONS DANS LES ACTIVITÉS CONJOINTES

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de la première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2023

Sur l'exercice 2023, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, le 25 janvier 2023. EDF détenait et exploitait 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem. Cette transaction avait eu un impact de 0,2 milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement lié à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet) et a un impact non significatif sur l'endettement financier du Groupe en 2023.
- la cession de 100% de Suir Engineering par Imtech au fonds d'investissement Duke Street le 1^{er} février 2023. Cette transaction a un impact positif sur le désendettement du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023 et un impact non significatif sur le résultat net consolidé.

Par ailleurs, Edison a finalisé en 2023 la cession à Repsol et Wintershall Dea de sa participation de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie suite à l'approbation des autorités algériennes le 12 octobre 2023. Les accords engageants de cession ayant été signés en 2022, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022 (voir note 3.2). Cette opération est sans impact sur le résultat 2023.

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022 les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022) :

- acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022, sans impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- cession par EDF Trading Limited, le 30 novembre 2022, de sa filiale EDF Energy Services LLC (EDFES), regroupant les activités de détail d'EDF Trading North America. Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et de négoce en gros en Amérique du Nord n'ont pas été affectées par l'accord. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros en 2022.

3.1.3 Activités nucléaires de GE Steam Power

Le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée initialement au second semestre 2023, interviendra après la levée de l'ensemble des conditions suspensives, y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent la cession en cours des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie et d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi qu'un complément de prix sur projet gazier Cassiopea (E&P Italie).

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	596	150
Immobilisations corporelles et incorporelles	440	62
Autres actifs courants ⁽¹⁾	156	88
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	147	37
Provisions et autres passifs non courants	137	-
Autres passifs courants ⁽¹⁾	10	37

(1) Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production – Commercialisation » (P)** : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* ;
- **« Distribution » (D)** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;

- **« Réacteurs et Services (Framatome) » (R)** : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- **« Services et autres activités » (A)** : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Nuward ⁽¹⁾		100,00	-	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort (ex CHAM SAS)		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio Solutions ⁽²⁾		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Framatome				
Framatome	France	75,50	75,50	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao	Chine	65,00	65,00	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

(1) Nuward a été créée en 2023. (Voir communiqué de presse du Groupe du 30 mars 2023).

(2) Agregio Solutions est issue de la fusion de deux filiales existantes : Agregio et EDF Store&Forecast (Voir communiqué de presse du Groupe du 16 mai 2023).

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citégestion	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Memphis (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	-	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
San Men XIA	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2023
Edison SpA	97,17	100,00
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France – Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Electricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **EDF Renouvelables** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres métiers** » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	60 313	19 370	2 010	21 094	17 745	5 168	1 338	5 733	6 944	-	139 715
Chiffre d'affaires intersecteurs	3 931	43	2 056	38	42	415	693	662	733	(8 613)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	64 244	19 413	4 066	21 132	17 787	5 583	2 031	6 395	7 677	(8 613)	139 715
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	24 677	3 707	597	3 967	1 855	872	932	407	3 255	(342)	39 927
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	18 651	13	238	(9 823)	789	245	206	35	3 162	(342)	13 174
Bilan :											
Goodwill	130	223	1 475	4 901	150	51	197	626	142	-	7 895
Immobilisations incorporelles et corporelles	64 499	71 353	2 953	21 593	5 721	2 495	13 060	2 429	456	-	184 559
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 379	-	68	187	301	1 666	2 509	60	867	-	9 037
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	61 901	369	486	13 553	366	1 174	2 237	201	18 257	-	98 544
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	34 376	4 436	2 298	5 953	2 986	1 531	939	2 881	8 781	-	64 181
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	53	543	-	-	-	-	-	596
TOTAL ACTIF	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 572)	(3 579)	(332)	(854)	(531)	(298)	(643)	(307)	(45)	-	(11 161)
Pertes de valeur	(50)	21	(19)	(12 871)	(8)	-	(83)	(1)	-	-	(13 011)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	120	54	218	8 520	541	708	1 073	198	519	-	11 951
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Emprunts et dettes financières	96 129	6 152	296	7 984	1 780	18 754	11 603	2 086	2 795	(60 932)	86 647
- dont dettes externes	79 349	853	268	373	1 031	156	3 970	383	264	-	86 647
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	16 780	5 299	28	7 611	749	18 598	7 633	1 703	2 531	(60 932)	-

(1) Au 31 décembre 2023, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 30 410 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 104 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 14 052 millions d'euros (en « Autres métiers »).

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 3 666 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France – Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.1.2 Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	46 787	17 888	2 099	16 085	29 278	5 369	1 404	5 825	18 741	-	143 476
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 899	194	2 023	13	24	290	754	838	983	(7 018)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 686	18 082	4 122	16 098	29 302	5 659	2 158	6 663	19 724	(7 018)	143 476
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	(23 144)	6 723	589	1 325	1 115	336	909	333	7 089	(261)	(4 986)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(28 739)	3 142	271	(1 166)	481	(40)	179	120	6 650	(261)	(19 363)
Bilan :											
Goodwill	132	223	1 448	6 541	148	49	187	643	142	-	9 513
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 310	69 070	2 894	26 676	5 876	2 276	11 595	2 347	483	-	182 527
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 421	-	84	180	234	1 965	2 519	63	955	-	9 421
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	57 926	450	402	15 202	1 209	879	2 583	293	38 549	-	117 493
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	32 997	5 402	2 156	6 072	5 501	1 415	1 127	3 311	11 047	-	69 028
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
TOTAL ACTIF	155 787	75 145	6 984	54 671	13 118	6 584	18 011	6 657	51 176	-	388 132
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 552)	(3 560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11 079)
Pertes de valeur	(4)	(54)	(1)	(1 447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1 762)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	48	63	9 347	479	558	916	225	519	-	12 272
Investissements corporels et incorporels	5 745	4 739	283	4 541	560	306	1 806	319	25	-	18 324
Emprunts et dettes financières	103 476	5 270	326	7 945	1 733	16 442	9 694	2 467	5 251	(56 551)	96 053
- dont dettes externes	89 547	797	267	309	902	157	3 593	347	134	-	96 053
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	13 929	4 473	59	7 636	831	16 285	6 101	2 120	5 117	(56 551)	-

(1) Au 31 décembre 2022, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 27 369 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 14 000 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 29 861 millions d'euros (en « Autres métiers »).

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 7 038 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque, ...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2023 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	60 920	18 046	718	79 684
- dont International et autres métiers	50 761	-	9 270	60 031
CHIFFRE D'AFFAIRES	111 681	18 046	9 988	139 715

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2022 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	47 087	17 077	511	64 675
- dont International et autres métiers	69 086	-	9 715	78 801
CHIFFRE D'AFFAIRES	116 173	17 077	10 226	143 476

(1) Les « Autres métiers » groupes de services incluent en particulier Framatome et Dalkia.

(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Chiffre d'affaires	5.1	139 715	143 476
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(80 989)	(121 010)
Services extérieurs		(17 281)	(15 353)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 550)	(4 284)
Production stockée et immobilisée		11 041	9 949
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		297	268
Autres consommations externes⁽¹⁾		(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	5.3	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	5.4	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	11 228	367
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		39 927	(4 986)

(1) Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 13,4 % par rapport à 2022.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une augmentation organique de +45 046 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par une croissance sur les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+47 821 millions d'euros) et le Royaume-Uni (+2 668 millions d'euros), a contrario, une diminution sur le secteur France – Activités régulées ((3 016) millions d'euros) et Autres métiers ((3 704) millions d'euros).

Sur le secteur France – Activités de production et commercialisation, l'augmentation organique de l'EBE de +47 821 millions d'euros s'explique principalement par le redressement significatif de la production nucléaire (+41,5 TWh), la hausse de la production hydraulique (+6,3 TWh) et des effets prix favorables dans un contexte où, contrairement à 2022, l'année 2023 n'a pas été pénalisée par des mesures réglementaires exceptionnelles. Les mesures de limitations des tarifs par les mécanismes de boucliers et d'amortisseurs (pénalisant

le chiffre d'affaires) sont compensées par l'État au travers de la CSPE (en autres produits et charges opérationnels).

La hausse organique de l'EBE du secteur Royaume-Uni de +2 668 millions d'euros est essentiellement due à des effets prix (prix réalisés du nucléaire +23,3€/MWh), malgré une baisse de la production nucléaire de 6,3 TWh liée en majeure partie à la fermeture de la centrale d'Hinkley Point B depuis août 2022.

Concernant le secteur France – Activités régulées, la diminution organique de l'EBE de (3 016) millions d'euros s'explique principalement par un effet prix négatif estimé à 1,3 milliard d'euros, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché très élevés (ce surcoût sera compensé dans les hausses de tarif futures). De plus, une rétrocession a été accordée en 2022 par RTE au titre des recettes d'interconnexion pour un montant estimé à 1,7 milliard d'euros⁽¹⁾ sans équivalent en 2023.

(1) Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de Régulation de l'Énergie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

5.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

ACTIVITÉ TRADING

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO₂, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés) doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Le 11 septembre 2023, RTE a soumis à la CRE une proposition de modification des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2023-309 du 28 septembre 2023, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2025 et 2026 (coefficient de sécurité, contribution des interconnexions et coefficient filière de l'éolien en mer). Les modifications proposées fournissent des cadres pour la résiliation anticipée de contrat d'obligation d'achat et pour la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 5 octobre 2023. Elles fixent respectivement au 1^{er} octobre 2023 et au 1^{er} janvier 2024 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2025 et 2026. Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place du futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « raccourcie », et s'étendra du 1^{er} janvier au 31 mars 2026.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2022	2023	2024
Prix (€/kW)	26,2	45,6	27,1

Pour l'année de livraison 2025, trois sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 25,5 €/kW en octobre, 25,0 €/kW en novembre et 9,37 €/kW en décembre.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - > exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
 - > acteurs obligés : sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer, des enchères complémentaires sont organisées un an avant la livraison. L'année de livraison couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe de consommation et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Des pénalités ou rémunérations complémentaires sont prévues par le mécanisme pour les producteurs en cas, respectivement, de disponibilité insuffisante ou excédentaire de leurs installations par rapport à leur obligation initiale. Ces éléments sont enregistrés en chiffre d'affaires au sein des revenus de capacité.

Le gouvernement a apporté, au fil du temps, plusieurs changements au fonctionnement détaillé du marché de capacité dans le but de s'assurer qu'il continue d'atteindre son objectif de manière efficace. Cependant, les grands principes du mécanisme sont restés inchangés.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin d'améliorer l'assurance de livraison et de soutenir l'alignement sur l'objectif net zéro et son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035, sous réserve de la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait également envisager d'autres modifications dans le cadre de l'examen des accords sur le marché de l'électricité (REMA). Les principales mesures actuellement à l'étude comprennent le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en modifiant les exigences relatives à la démonstration de l'atteinte des performances et en augmentant les sanctions en cas de non-livraison en période de tension du système ; et l'alignement du marché de capacité sur l'objectif net zéro en introduisant des limites d'émission beaucoup plus strictes à partir d'octobre 2034 pour les nouvelles centrales.

Comme pour les modifications précédentes du marché de capacité, la modification des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribuée, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité à l'égard des accords de capacité existants.

Dispositif italien : un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizio di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et Edison a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 4,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 k€/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. En février 2022, une nouvelle enchère pour 2024 a eu lieu, la capacité offerte par Edison (centrales existantes de 2,3 GW) a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à Terna ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

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

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	10 % TTC (10,0 % HT)	10 % TTC (10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	9,5 % TTC (0,18 % HT)	5,7 % TTC (-3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024

Au 1^{er} février 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15% TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles. Au 1^{er} août 2023, l'État français a décidé de réduire le bouclier tarifaire en décidant une augmentation des TRVE de 10% TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

L'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de plus de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour leurs offres au tarif réglementé (TRV) et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences de l'apurement du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiel et non résidentiel) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2023.

Dans une délibération du 22 juin 2023, la CRE a proposé une augmentation de 0,88 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus résidentiels et une baisse de 0,32 % TTC (soit 0,35 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} août 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2023, en partie compensée par la mise à jour à la baisse de rattrapages au titre de 2022, en particulier sur le non résidentiel.

Ces évolutions amènent la CRE à situer le tarif théorique à 74,5% TTC au-dessus des tarifs gelés en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 10 % TTC dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 juillet 2023 publiés au Journal officiel le 30 juillet 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} août 2023.

Le Groupe a ainsi enregistré une compensation au titre de ses pertes de recettes pour 13 992 millions d'euros (dont 1 458 millions d'euros relatifs aux amortisseurs électricité et 88 millions d'euros relatifs au bouclier tarifaire gaz) en subventions d'exploitation au 31 décembre 2023 (voir note 5.5.1).

La proposition soumise le 19 janvier 2024 au Conseil Supérieur de l'Énergie du 25 janvier 2024 propose une évolution au 1^{er} février 2024 du niveau moyen des TRVE par rapport aux niveaux en vigueur depuis le 1^{er} août 2023 de +0,18 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et -3,55 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels.

L'évolution proposée est principalement la conséquence de la baisse des prix de marché par rapport au niveau exceptionnellement élevé durant la crise des prix de l'énergie. Elle permet ainsi la suppression de la composante liée au bouclier tarifaire du tarif précédent.

L'article 92 de la loi de finances du 29 décembre 2023 pour 2024 prévoit par ailleurs la possibilité pour le gouvernement d'augmenter le tarif de l'accise sur l'électricité (anciennement TICFE) dans la limite d'une augmentation du niveau moyen du TRV de 10% TTC par rapport au 1^{er} août 2023. Le niveau de l'accise applicable à partir du 1^{er} février 2024 a été fixé par arrêté du 30 janvier 2024 à 21 €/MWh, ce qui conduit à une augmentation de 9,5 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et 5,7 % TTC pour les tarifs bleus non résidentiels.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n°2021-13 du 21 janvier 2021, portant la décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à + 2,26 %. Dans sa délibération n°2023-137 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,51 %. S'agissant des charges de transport, dans la délibération n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à - 0,01 %. Dans sa délibération n°2023-136 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,69 %.

Par sa délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023, la CRE a adapté le cadre de régulation, notamment pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

En outre, dans une autre délibération n°2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel aux utilisateurs du réseau public de transport d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent, au titre de l'année 2022, versé au CRCP, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution a un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, dont Enedis, qui ont bénéficié d'un versement unique de RTE en février 2023. Le Groupe avait reconnu à ce titre un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.3.4).

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération n°2023-201 du 19 juillet 2023, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 229,4 millions d'euros au titre de 2023.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 22 novembre 2023 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2023. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'élève à environ 1,1 million d'euros et celle d'Enedis à environ 30,1 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

Dispositif général

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne, non obtenu à ce jour.

Mécanismes de l'ARENH complémentaire au titre de 2022

Aux termes de ce dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n°2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût d'approvisionnement (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros auquel s'ajoutent des intérêts financiers, évalués au 31 décembre 2023 à 0,20 milliard d'euros.

ARENH au titre de 2023

Au cours de l'année 2023, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), une au titre de défaut de paiement des compléments de prix relatifs aux livraisons réalisées au cours de l'année 2022. Au cumul, ces interruptions représentent, en cette fin d'année, un ruban de 5,2 MW.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024 par sa délibération n°2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écartées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus incitative la pénalité associée aux sur-demandes de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève donc à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Régulation post ARENH

Le gouvernement a initié le 22 novembre 2023 une consultation qui précise les modalités envisagées pour garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France après l'extinction de l'ARENH au 31 décembre 2025.

À l'issue de cette consultation publique, un avant-projet de loi de souveraineté énergétique a été présenté par le Gouvernement le 9 janvier 2024. Les implications potentielles de ce dispositif ont été prises en compte dans la définition des hypothèses retenues par le Groupe dans le cadre des tests de perte de valeur (voir note 10.8).

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	129 892	129 831
- dont ventes d'énergie ⁽¹⁾	108 153	109 281
- dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽²⁾)	21 739	20 550
Autres ventes de biens et de services	6 157	6 607
Trading	3 666	7 038
CHIFFRE D'AFFAIRES	139 715	143 476

(1) En 2023, les ventes d'énergie incluent 5 330 millions d'euros de chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 12 229 millions d'euros en 2022. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2023 comme en 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité).

(2) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2023 est en baisse de -2,1 % % soit (3,1) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs Italie ((11,6) milliards d'euros, soit -39,6 %) et Autres métiers ((11,5) milliards d'euros, soit -61,5 %), dont les diminutions sont partiellement compensées par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+13,5 milliards d'euros, soit +28,9 %) et Royaume-Uni (+5,3 milliards d'euros, +33,1 %).

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production et commercialisation** est en hausse organique de +13,5 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix favorables sur les ventes au TRV et en offre de marché, malgré les mesures de limitations tarifaires mises en place par les Pouvoirs Publics au titre du bouclier et des amortisseurs. Elle s'explique également par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat pour +0,9 milliard d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges

liées aux obligations d'achat, comptabilisé en « Autres produits et charges opérationnels »).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en hausse organique de +5,3 milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire plus faible en 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** atteint (11,6) milliards d'euros en 2023 et s'explique essentiellement par une baisse des volumes et des prix sur le gaz, pour (10,3) milliards d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires organique des **Autres métiers** de (11,5) milliards d'euros provient essentiellement des activités gazières ((8,4) milliards d'euros) en raison de la baisse des prix de marché de gros du gaz et de la diminution de la marge de trading ((3,2) milliard d'euros) tenant compte d'une réduction de volatilité des marchés dans un contexte de prix décroissants, contrebalancé par une diminution du risque crédit systémique.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(21 497)	(34 509)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(51 600)	(81 943)
Charges de transport et d'acheminement	(8 509)	(6 142)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(257)	(6)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	874	1 590
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(80 989)	(121 010)

(1) En 2023 comme en 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 2 927 et 41 458 millions d'euros en 2022. En 2023, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz).

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement certificats d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 40 milliards d'euros par rapport à 2022, principalement sur les secteurs France – Activité de production et commercialisation pour 24,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 12,5 milliards d'euros (sur les achats de gaz) et Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 7,7 milliards d'euros). En France, cette baisse s'explique principalement par la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Rémunérations	(10 428)	(10 254)
Charges de sécurité sociale	(2 247)	(2 208)
Intéressement et participation	(386)	(333)
Autres contributions liées au personnel	(365)	(352)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(222)	(226)
Avantages à court terme	(13 648)	(13 373)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 258)	(1 096)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(423)	(855)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 681)	(1 951)
Autres avantages à long terme	(120)	121
Indemnités de fin de contrat	(21)	(33)
Autres charges de personnel	(141)	88
CHARGES DE PERSONNEL	(15 470)	(15 236)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +2 % par rapport à 2022. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en 2023 en lien avec le niveau d'inflation.

Les impacts liés à la réforme des retraites en France et aux décisions prises par EDF Energy pour limiter l'augmentation des pensions liée à l'inflation (10%) sont présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir note 7).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2023	2022
Statut IEG	96 093	94 232
Autres	75 769	70 796
EFFECTIFS MOYENS	171 862	165 028

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts et taxes sur rémunérations	(347)	(310)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 556)	(1 623)
Autres impôts et taxes	(2 161)	(1 230)
IMPÔTS ET TAXES	(4 064)	(3 163)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (903) millions d'euros, soit 28,5 % en lien notamment avec la mise en place des mécanismes de taxation sur les revenus (Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité dans l'Union européenne et *Electricity Generator Levy* au Royaume-Uni), qui atteint (567) millions d'euros en 2023 (contre 102 millions d'euros en 2022), principalement sur les secteurs Royaume-Uni (400) millions d'euros et Autre international ((146) millions d'euros). S'agissant du secteur France - Production et commercialisation, le montant de taxation au titre de la CRI est très

limité du fait d'un déficit reportable significatif en 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire sur cette période.

L'augmentation des autres impôts et taxes provient également du segment France - production et commercialisation. En effet, au 31 décembre 2022, le montant de la Contribution Économique Territoriale était conjoncturellement faible, conséquence de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 liée à la hausse des achats d'énergie observée en 2022 dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et de rachat de 19,5 TWH d'ARENH.

Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du **groupe EDF**, sont notamment concernées par ces prélèvements les activités en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

En **France**, le dispositif, prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente au sein de trois périodes de taxation : 1^{er} juillet 2022 au 30 novembre 2022, 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 et 1^{er} juillet 2023 au 31 décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente. Ce dispositif est prorogé pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, 100 €/MWh pour l'éolien ou le solaire, entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation). Par ailleurs, la France a fait le choix de taxer les installations de production d'électricité fonctionnant au gaz (y compris les cogénérations). Pour ces dernières, le seuil varie entre 40 et 110 €/MWh auquel il convient d'ajouter le coût du combustible.

Par conséquent, au sein du Groupe EDF en **France**, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises de Dalkia pour 9 millions d'euros (14 millions d'euros en 2022) et EDF Renouvelables pour 12 millions d'euros (37 millions d'euros en 2022) au titre respectivement de leur production 2023 à partir de cogénération ou d'énergie renouvelable.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise affiche un déficit reportable significatif au titre de la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (-81,7 TWh) sur cette période. Du fait du mécanisme de report en avant, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe au titre de l'exercice 2023.

En **Belgique**, EDF est concerné au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelable à hauteur de 146 millions d'euros au titre de 2023 avec une taxation à 100 % au-delà d'un seuil de 130 €/MWh.

En **Italie**, le Groupe était concerné en 2022 par des mesures de suppléments d'impôts sur les bénéfices, qui n'ont pas été reconduites en 2023 (voir note 9).

Autres mécanismes similaires dans le Groupe

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1^{er} janvier 2023 une taxation à hauteur de 45% des revenus de la production d'électricité excédant 75£/MWh (*Electricity Generator Levy*). Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge de 400 millions d'euros en 2023 pour EDF Energy.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Subventions d'exploitation	5.5.1	14 493	1 055
Résultat de déconsolidation	5.5.2	55	168
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(228)	(167)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants	5.5.3	(702)	(307)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(77)	(1 059)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 313)	677
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		11 228	367

(1) Voir notes 15.1.1.1 et 17.2

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de Service public de l'énergie à compenser au titre de 2023 qui se traduit dans les comptes par un produit de 14 126 millions d'euros en 2023. Elles s'élevaient à 808 millions d'euros au titre de 2022. Les charges de Service public intègrent un montant de 13 992 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place

par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz et des amortisseurs électricité (voir note 5.1.1). Néanmoins, les charges à couvrir au titre du soutien aux ENR ont atteint, de nouveau en 2023, un montant négatif du fait du niveau des prix de marché élevés qui se sont trouvés de façon générale supérieurs aux prix auxquels EDF doit acheter l'électricité dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat.

Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015. Les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 compensées par le Budget Général de l'Etat.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2023 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2023 un programme budgétaire (P 345) « Service public de l'énergie » doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des ENR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors ENR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE)), sont reversées directement au Budget Général. L'accise sur l'électricité est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de la réduire à son niveau minimal, soit 1€/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié en 2023, 2 délibérations (n°2023-200 du 20 juillet et n°2023-293 du 21 septembre) constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2024, la re-prévision des charges au titre de 2023, ainsi que les charges constatées au titre de 2022.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2023 les plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 48 millions d'euros (192 millions d'euros en 2022).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2023 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France ainsi que 230 millions d'euros de dépréciation du stock de charbon de la centrale Cordemais en France compte tenu de la projection de consommation réalisée fin 2023 en forte baisse par rapport à 2022.

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des Certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur

les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. A l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés principalement, au 31 décembre 2023 :

- des charges à hauteur de 93 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 45 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 43 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n°1 le 22 février 2020 et du réacteur n°2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;
- Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim,

jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

A compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives sont requises. Fin 2022, la totalité du combustible usé avait été évacuée du site vers la Hague. A fin 2023 la décontamination des circuits de la zone nucléaire a été finalisée. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

MÉCANISME RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5^{ème} période des CEE (2022-2025) a débuté le 1^{er} janvier 2022. Le décret n°2021-712 a renforcé l'efficacité du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5^{ème} période à compter du 1^{er} janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5^{ème} période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter. Au 31 décembre 2023, le groupe EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 5^e période (2022-2025).

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)

2023

2022

VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING

363

(849)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading passent de (849) millions d'euros au 31 décembre 2022 à 363 millions d'euros au 31 décembre 2023, principalement liées à une moindre volatilité des prix en 2023, dans un contexte de prix de marché baissiers des commodités contrairement à 2022.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (2 944) millions d'euros au 31 décembre 2023. Ils comprennent principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion du combustible usé à hauteur de (1 073) millions d'euros au titre de l'accord signé en septembre 2023 avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026 (voir note 15.1.1) ;
- une dotation aux provisions pour litiges environnementaux sur Edison pour un montant de (525) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (499) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16.22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- une dotation aux provisions de (345) millions d'euros à la suite de l'accord définitif signé entre Engie et le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires le 13 décembre 2023 (voir note 15.1) ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites qui s'élève à (338) millions d'euros ;

- une dotation aux provisions liée aux surcoûts au titre de l'ingénierie de Hinkley Point C à rembourser à CGN pour un montant de (162) millions d'euros au titre d'un accord spécifique ;
- un produit de 92 millions au titre du plafonnement des pensions au Royaume-Uni.

En 2022, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (687) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (638) millions d'euros ;
- la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros ;
- le résultat de cession d'EDF Energy Services LLC (activité de commercialisation d'énergie d'EDF Trading North America, voir note 3.1) et de Dalkia Russie, ainsi que des compensations versées à des partenaires pour un montant net de 68 millions d'euros ;
- des provisions en lien avec les procédures civiles, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5).

Note 8 Résultat financier

8.1 Cout de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(3 924)	(1 940)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	17	(31)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(34)	89
Résultat net de change sur endettement	111	152
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(3 830)	(1 730)

(1) Comprennent en 2023 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (100) millions d'euros ((77) millions d'euros en 2022).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont en hausse de 1 984 millions d'euros. Cette augmentation s'explique principalement par un effet taux en lien avec la hausse des taux d'intérêts et dans une moindre mesure, par un effet d'augmentation du volume de la dette.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de ce produit / (charge) est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2023	2022
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(1 337)	(663)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 603)	770
Autres provisions et avances	(48)	67
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 988)	174

(1) Voir note 16.1.3.

(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2023 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2023 (en France : 3,9 % au 1^{er} janvier 2023 contre 1,6 % au 1^{er} janvier 2022) partiellement compensée par une baisse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2023.

La hausse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2023 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de (2 533) millions d'euros, du fait de la stabilité du taux d'actualisation réel en France en 2023 (2,5%), après l'impact positif de la hausse du taux réel de 50 points de base en 2022 (voir note 15.1). La charge de désactualisation courante de 2022 avait ainsi été plus que compensée par un effet favorable d'actualisation lié à ce changement de taux.

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	293	95
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	374	311
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	760	345
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 058	(3 272)
Autres charges financières	(403)	(433)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(143)	75
Produits sur les actifs de couverture	708	419
Intérêts d'emprunts capitalisés	822	463
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	4 469	(1 997)

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2023 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 877 millions d'euros (467 millions d'euros en 2022) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (118) millions d'euros (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (122) millions en 2022 (dont (68) millions d'euros en 2022 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2023 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 058 millions d'euros ((3 272) millions d'euros en 2022) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 220 millions d'euros ((3 096) millions d'euros en 2022).

Note 9 Impôts sur les résultats

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scénarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum. Ainsi, en décembre 2021, l'Organisation pour la Coopération et le Développement Économiques (OCDE) a publié un projet de réforme des règles fiscales internationales proposant notamment l'instauration d'une imposition minimale de 15% sur les bénéfices réalisés par les groupes multinationaux (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes pourront être dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2.

La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

Au cours de l'année 2023 le Groupe a poursuivi ses travaux de mise en œuvre et d'évaluation du dispositif Pilier 2. Sur la base de la législation applicable en France, des taux d'impôt actuellement en vigueur dans les pays d'implantation du Groupe, et sous réserve du développement de nouvelles activités ou d'évolutions législatives dans les pays d'implantation d'ici l'entrée en vigueur du texte, le Groupe n'anticipe pas d'impacts significatifs à ce titre en matière d'imposition sur les bénéfices.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts courants	(3 887)	(1 894)
Impôts différés	1 417	5 820
TOTAL	(2 470)	3 926

En 2023, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (2 167) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 720) millions d'euros (respectivement (562) millions d'euros et (1 332) millions d'euros en 2022).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2023	2022
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	9 825	(22 916)
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison-mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(2 537)	5 917
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(61)	145
Différences permanentes ⁽²⁾	(1 188)	(336)
Impôts sans base ⁽³⁾	253	(478)
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁴⁾	1 062	(1 320)
Autres	1	(2)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(2 470)	3 926
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	25,13 %	17,13 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 470) millions d'euros au 31 décembre 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 % (contre un produit de 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %).

La variation de (6 396) millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 32 741 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (8 454) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2023 est également affectée par les pertes de valeurs au Royaume-Uni dont les effets sont toutefois partiellement compensés par la reconnaissance d'impôts différés au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95%) et par l'absence de contentieux fiscaux et d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022.

Concernant la reconnaissance d'impôts différés au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France : au 31 décembre 2022, le déficit réalisé avait fait l'objet d'une reconnaissance d'impôts différés partielle compte tenu de perspectives de recouvrabilité sur un horizon inférieur à 10 ans incertaines. Au 31 décembre 2023, le Groupe a réévalué sa capacité à consommer ce déficit et a reconnu un impôt différé actif complémentaire, pour un montant de 1 060 millions, afin de reconnaître l'intégralité du déficit réalisé en 2022.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 20,6 % au 31 décembre 2023 contre un taux de 18,0 % au 31 décembre 2022.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

• pour 2023 :

- > ⁽¹⁾ l'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (62) millions d'euros,
- > ⁽²⁾ les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur pour (1 020) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy*, pour (100) millions d'euros. Cette taxe de 45% s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité et sera applicable jusqu'au 31 mars 2028,

- > ⁽³⁾ l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros,

- > ⁽⁴⁾ les impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 millions d'euros (dont 1 060 millions d'euros relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 millions d'euros (voir note 9.4).

• pour 2022 :

- > ⁽¹⁾ l'impact favorable pour 145 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 %,

- > ⁽²⁾ les provisions et pertes de valeurs, pour (279) millions d'euros,

- > ⁽³⁾ l'impact défavorable des taxes exceptionnelles sur les profits en Italie, pour (317) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (346) millions d'euros, partiellement compensés par l'effet favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de TSDI, pour 156 millions d'euros,

- > ⁽⁴⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (1 320) millions d'euros, dont (1 551) millions d'euros provenant du groupe fiscal en France (voir note 9.4), partiellement compensés par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 296 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts différés actifs	8 696	1 667
Impôts différés passifs	(1 533)	(2 401)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	7 163	(734)
Variation en résultat net	1 417	5 820
Variation en capitaux propres	(2 040)	2 323
Écarts de conversion	(28)	79
Mouvements de périmètre	(78)	13
Autres mouvements	(9)	(338)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	6 425	7 163
Dont impôts différés actifs	7 403	8 696
Dont impôts différés passifs	(978)	(1 533)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2023 est liée à hauteur de 199 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (558 millions d'euros sur l'exercice 2022) ainsi qu'à hauteur de (2 216) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (1 181 millions d'euros sur l'exercice 2022).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Impôts différés :		
Immobilisations et droits d'utilisation ⁽¹⁾	(5 114)	(6 946)
Provisions pour avantages du personnel	3 938	3 927
Autres provisions et pertes de valeur	216	778
Instruments financiers	509	2 401
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	7 915	9 555
Dettes liée à l'obligation locative ⁽¹⁾	838	845
Autres	544	497
Impôts différés actifs et passifs	8 846	11 057
Impôts différés actifs non reconnus	(2 421)	(3 894)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	6 425	7 163

(1) L'application des amendements à IAS 12 s'est traduite par la présentation distincte d'impôts différés actifs et passifs au titre des contrats de location pour 845 millions d'euros, et au titre des coûts de remise en état des actifs loués pour 37 millions d'euros au 31 décembre 2022. La présentation des actifs et passifs d'impôts différés au titre de l'exercice 2022 a été retraitée en conséquence pour un montant de 882 millions d'euros, sans impact sur le montant net total des impôts différés reconnus au bilan.

Au 31 décembre 2023, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 421 millions d'euros (3 894 millions d'euros au 31 décembre 2022) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 709 millions d'euros (2 952 millions d'euros au 31 décembre 2022) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 308 millions d'euros (309 millions d'euros en 2022) est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 287 millions d'euros (490 millions d'euros en 2022) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2026 et 2037 (s'agissant de déficits générés avant le 31 décembre 2017 et de moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (s'agissant de déficits générés après 2017).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 7 538 millions d'euros (7 898 millions d'euros en 2022) et se situent principalement en France pour 6 190 millions d'euros (6 890 millions d'euros en 2022), aux États-Unis pour 561 millions d'euros (430 millions d'euros en 2022) et au Royaume-Uni pour 475 millions d'euros (306 millions d'euros en 2022).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 6 103 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 6 103 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du Budget 2024 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'Administration, de la trajectoire financière interne au Groupe intégrant l'accord du 14 novembre 2023.

Aux États-Unis et au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾	31/12/2022	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾
Goodwill	10.1	7 895	n.a.	9 513	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	11 300	2 600	10 619	2 110
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	100 587	46 735	101 126	49 700
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 173	n.a.	4 051	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 544	775	6 816	668
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		126 326	50 110	128 074	52 478

n.a. : non applicable

(1) Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

10.1 Goodwill

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

DÉTERMINATION DES GOODWILL

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

EVALUATION ET PRÉSENTATION DES GOODWILL

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur)/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2023, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 4 901 millions d'euros (nets de la perte de valeur comptabilisée en 2023) et sur l'entité Framatome pour 1 475 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2023 et 2022 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 513	10 945
Acquisitions	43	154
Cessions	(24)	(2)
Pertes de valeur (note 10.8)	(1 779)	(1 178)
Écarts de conversion	134	(379)
Autres mouvements	8	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	7 895	9 513
Valeur brute à la clôture	11 832	11 650
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(3 937)	(2 137)

En 2023, les variations observées sont liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 773) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour 134 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2022, les variations observées étaient liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (379) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 Autres actifs incorporels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

GÉNÉRALITÉS

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (*Software as a Service*) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire, de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

ACTIFS LIÉS À LA RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Ils comprennent les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQUE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1^{er} janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négocio » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » :
 - > à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
 - > pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une dépréciation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Certificats d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽²⁾	Autres mouvements	31/12/2023
Logiciels	7 605	927	(631)	18	-	45	7 964
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	979	1 365	(1 351)	8	-	7	1 008
Autres immobilisations incorporelles	8 394	739	(53)	12	(146)	(117)	8 829
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	2 110	512	(28)	-	2	4	2 600
Valeurs brutes	19 592	3 543	(2 063)	38	(144)	(61)	20 905
Logiciels	(4 968)	(870)	619	(16)	-	(14)	(5 249)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(266)	(25)	-	-	-	-	(291)
Autres immobilisations incorporelles	(3 739)	(540)	70	(12)	110	46	(4 065)
Amortissements et pertes de valeur	(8 973)	(1 435)	689	(28)	110	32	(9 605)
VALEURS NETTES	10 619	2 108	(1 374)	10	(34)	(29)	11 300

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont détaillées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement les reclassements en actifs destinés à être cédés d'actifs de stockage gaziers en Italie et au Royaume-Uni.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles (hors en cours) comprend au 31 décembre 2023 :

- la cartographie Enedis pour 927 millions d'euros (814 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 552 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 493 millions d'euros et 216 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de (44) millions d'euros a été enregistrée en 2023 ((65) millions d'euros en 2022).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 483 millions d'euros en 2023 (473 millions d'euros en 2022).

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

MODE ET DURÉE D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

• installations de production nucléaire	40 à 50 ans
• installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans
• centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz)	25 à 45 ans
• installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 60 ans
• autres installations générales	10 à 20 ans

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2023
Terrains et constructions	14 454	385	(67)	14	15	(240)	14 561
Installations production nucléaire	79 559	4 576	(1 774)	195	-	240	82 796
Installations productions thermique et hydraulique	17 705	230	(66)	34	(20)	(5)	17 878
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	24 545	2 140	(527)	(146)	(175)	118	25 955
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	6 610	704	-	(13)	5	(149)	7 157
Immobilisations en cours ⁽²⁾	49 887	8 035	(90)	459	12	(262)	58 041
Valeurs brutes	192 760	16 070	(2 524)	543	(163)	(298)	206 388
Terrains et constructions	(8 682)	(382)	62	(11)	-	245	(8 768)
Installations production nucléaire	(55 381)	(3 490)	1 685	(124)	-	492	(56 818)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 922)	(440)	63	(28)	331	(11)	(13 007)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(11 903)	(1 437)	515	6	(83)	(16)	(12 918)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	(2 559)	(772)	-	3	(2)	346	(2 984)
Immobilisations en cours ⁽²⁾	(187)	(11 190)	5	(13)	-	79	(11 306)
Amortissements et pertes de valeur	(91 634)	(17 711)	2 330	(167)	246	1 135	(105 801)
VALEURS NETTES	101 126	(1 641)	(194)	376	83	837	100 587

(1) Voir note 10.4.

(2) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont détaillées en note 10.6.

Les augmentations d'immobilisations de la période relatives aux principaux projets du Groupe sont détaillées dans les notes 10.6 et 10.7.

Les installations de production nucléaire diminuent de (194) millions d'euros, en lien principalement avec le remplacement de gros composants et révisions majeures effectué notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques.

L'augmentation des pertes de valeur sur des immobilisations en cours ((11 190) millions d'euros) concernent essentiellement la dépréciation du projet en construction Hinkley Point C au Royaume-Uni en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet (voir note 10.8).

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 376 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour 544 millions d'euros et 837 millions d'euros d'autres variations principalement liées à la réévaluation des provisions pour déconstruction.

Les mouvements de périmètre concernent essentiellement Edison (34 millions d'euros) et EDF Renouvelables (28 millions d'euros).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2023 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2024 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Energie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

Dans son bilan prévisionnel publié le 20 septembre 2023, RTE a confirmé le besoin du maintien en fonctionnement de la centrale de Cordemais pour l'équilibre offre demande du Grand Ouest jusqu'à la mise en service nominale de Flamanville 3. EDF a engagé des actions pour assurer le maintien de la centrale jusqu'en 2027 et pour limiter son empreinte environnementale jusqu'à cet horizon : des travaux ont ainsi été effectués pour pouvoir substituer jusque 20% du charbon par de la biomasse sur chacune des deux tranches de la centrale.

Les pouvoirs publics ayant annoncé que les dernières centrales fonctionnant au charbon en France devraient être totalement converties à la biomasse d'ici 2027, EDF a engagé des échanges avec eux pour explorer les questions réglementaires en lien avec cette perspective.

Dans l'attente des dispositions réglementaires qui seront prises, la date de fin d'amortissement comptable de la centrale est à ce stade maintenue à 2026.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR SELON IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE BAILLEUR

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2023
Terrains et constructions	5 502	482	-	3	(51)	5 936
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 108	222	-	2	(111)	1 221
Valeurs brutes	6 610	704	-	5	(162)	7 157
Terrains et constructions	(1 942)	(599)	2	(2)	241	(2 300)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(617)	(173)	-	-	106	(684)
Amortissements et pertes de valeur	(2 559)	(772)	2	(2)	347	(2 984)
VALEURS NETTES	4 051	(68)	2	3	185	4 173

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation ainsi que les écarts de conversion.

10.4.2 Les impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2023	2022
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(74)	(53)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(140)	(108)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(207)	(154)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(772)	(725)
Résultat d'exploitation	(979)	(879)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(100)	(77)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(1 079)	(956)

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2023	2022
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(845)	(776)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 752 millions d'euros en 2023 (702 millions d'euros en 2022).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

CONCESSIONS EN FRANCE

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 31 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• barrages hydroélectriques	75 ans
• matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans

CONCESSION DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR, DONT LES CONCÉDANTS SONT DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

CONCESSIONS À L'ÉTRANGER

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2023
Terrains et constructions	1 649	31	(7)	-	1	1 674
Installations productions thermique et hydraulique	12 153	274	(24)	(507)	(6)	11 890
Autres	686	38	(16)	-	(9)	699
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	685	104	(4)	(2)	9	792
Valeurs brutes	15 173	447	(51)	(509)	(5)	15 055
Terrains et constructions	(1 026)	(34)	6	1	(1)	(1 054)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 816)	(336)	17	189	15	(6 931)
Autres	(498)	(32)	17	-	4	(509)
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	(17)	(6)	-	-	6	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 357)	(408)	40	190	24	(8 511)
VALEURS NETTES	6 816	39	(11)	(319)	19	6 544

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont détaillées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2023 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)	2023	2022
Autres actifs incorporels en cours	2 600	2 110
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	46 735	49 700
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	775	668
IMMOBILISATIONS EN COURS	50 110	52 478

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2023 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 1 569 millions d'euros (1 055 millions d'euros au 31 décembre 2022). Par ailleurs, les autres immobilisations incorporelles et en cours incluent les investissements relatifs aux SMR (*small modular reactors*) pour 254 millions d'euros (142 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et qui a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros jusqu'à fin 2023, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR2 à 1 805 millions d'euros.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF propose de construire trois paires d'EPR2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et Bugey (Auvergne Rhône-Alpes, voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique et la consolidation du Programme sont en cours et devraient être conclus en 2024, à l'issue desquels les conclusions définitives de l'audit financier diligenté par l'Etat interviendront.

Un schéma approprié de financement et, le cas échéant, de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et doit se poursuivre sur l'année 2024. À date, aucune décision finale d'investissement n'a été prise.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

Le développement du produit NUWARD SMR s'est poursuivi en 2023, avec la fin de la phase d'Avant-Projet Sommaire (APS) et le début de la phase de Basic Design début avril (cette phase devant s'achever fin 2026). NUWARD SMR est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export. La cible est notamment le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du NUWARD SMR fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche, qui va se poursuivre en intégrant de nouvelles autorités de sûreté (Pologne, Suède et Pays-Bas), vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

L'année 2023 a également été marquée par la création de la filiale NUWARD dédiée au développement du NUWARD SMR.

En décembre 2022, une première subvention de 50 millions d'euros dans le cadre du plan France 2030 avait été attribuée par l'État français à EDF SA. En juin 2023, une nouvelle subvention de 300 millions d'euros a été attribuée pour financer la phase de *basic design*, sous réserve de l'approbation par la Commission européenne, attendue en 2024.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2023, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de **Flamanville 3** pour 15 485 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 245 millions d'euros au 31 décembre 2022, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant total immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2023 est de 15 703 millions d'euros, comprenant également un montant de 210 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service, dont 22 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 703 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- > un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 740 millions d'euros,
- > ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 984 millions d'euros,
- > et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 408 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022).

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal et les coûts liés au traitement thermique de détensionnement associé (cf. communiqué du 16 décembre 2022) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 499 millions d'euros en 2023 contre 638 millions en 2022 (voir note 7).

- les investissements relatifs à **Hinkley Point C** pour 27 425 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 682 millions d'euros (21 647 millions d'euros au 31 décembre 2022 incluant des intérêts intercalaires pour 1 110 millions d'euros). Ces immobilisations ont fait l'objet d'une perte de valeur cumulée de 11 702 millions d'euros (dont 11 151 millions d'euros comptabilisés au 31 décembre 2023, voir note 10.8). Le montant d'investissement sur 2023 est de 4 424 millions d'euros (3 890 millions d'euros en 2022) hors intérêts intercalaires ;
- les études relatives à **Sizewell C** pour 1 483 millions d'euros (808 millions d'euros en 2022).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 13 622 millions d'euros concerne principalement le parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 68 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure, EDF Renouvelables pour environ 18 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Malgré le niveau d'investissements plus élevé sur la période pour 8 035 millions d'euros (voir note 10.3), les immobilisations corporelles de production en cours baissent de (2 965) millions d'euros du fait de la perte de valeur enregistrée sur le projet HPC en 2023 pour (11 151) millions d'euros.

(1) Soit 346 millions d'euros en valeur brute diminuée de 136 millions d'euros d'amortissements.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

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

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période estimé à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 milliards d'euros⁽²⁾. En 2023, le montant total des investissements s'élève à 4,4 milliards d'euros.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P*4.

L'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN a considéré que la stratégie d'EDF était appropriée compte tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Début 2023, les résultats des expertises réalisées sur une soudure doublement réparée à la construction du réacteur de Penly 1, ont conduit EDF à remettre à l'ASN, le 10 mars 2023, une proposition de mise à jour de sa stratégie visant à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées à la construction, sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

L'ASN a indiqué mi-mars 2023 avoir pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuivre le dialogue technique avec EDF afin de s'assurer de la pertinence du calendrier envisagé⁽¹⁾. Dans une note d'information publiée le 25 avril 2023, l'ASN a validé le calendrier proposé par EDF.

EDF a réalisé le programme de contrôles des soudures réparées identifiées comme prioritaires du fait de leurs conditions de réparation à la construction prévu pour 2023 et a commencé le programme 2024 validé par l'ASN. Les contrôles de ces réparations seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance. EDF n'envisage pas d'arrêts supplémentaires ou dédiés.

Les soudures du palier N4 ont été réparées et les 4 réacteurs remis en service au premier semestre 2023.

Les chantiers de remplacement préventif sont terminés sur 11 des 12 réacteurs 1300-P*4 (Penly 1, Penly 2, Cattenom 1, Cattenom 2, Cattenom 3, Golfech 1, Golfech 2, Belleville 1, Belleville 2, Nogent 1 et Nogent 2). Le dernier (Cattenom 4) sera traité lors de sa visite décennale démarrée en février 2024.

En 2023, la production nucléaire définitive s'est établie à 320,4 TWh, en hausse de près de 42 TWh par rapport à 2022.

EPR de Flamanville 3

Conformément au calendrier annoncé le 16 décembre 2022, au cours de l'exercice 2023, EDF a poursuivi l'achèvement de l'installation et la finalisation des activités de préparation du chargement du combustible prévu au 1^{er} trimestre 2024 et dont l'accord de l'ASN est attendu par EDF au 1^{er} trimestre 2024.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'estimation du coût à terminaison reste inchangée à 13,2 milliards d'euros⁽²⁾.

En 2023, le projet a connu les étapes suivantes :

- La finalisation de l'instruction technique par l'ASN et l'IRSN des principaux sujets encore ouverts (filtration RIS, soupapes du pressuriseur...);
- La finalisation du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP), avec plus de 120 soudures remises à niveau et plus de 200 traitements thermiques de détensionnement (TTD) réalisés. L'ASN se prononcera définitivement sur la conformité du CSP dans le cadre de son procès-verbal d'Attestation de Conformité de l'ensemble chaudière nucléaire;
- La finalisation le 10 décembre des Essais de Requalification d'Ensemble de l'installation avec 4 000 équipements vérifiés;
- La décision de l'ASN du 16 mai 2023 autorisant l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète ("VC1") qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

A la suite de son inspection réalisée en mai 2023 pour la préparation de la mise en service, l'ASN réalisera une inspection complémentaire en février 2024 pour vérifier la mise en œuvre des actions prévues dans sa lettre de suite publiée en juillet 2023.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Le *Contract for Difference* signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel HPC vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £₂₀₁₂/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Au cours des derniers mois, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- le dôme sur le bâtiment réacteur de l'unité 1 a été posé le 15 décembre 2023,
- le design détaillé associé à la prochaine phase de travaux électromécaniques a été finalisé,
- 70 % des équipements qui seront installés sur l'unité 1 sont livrés,
- les générateurs de vapeur sont construits et prêts à être livrés,
- les essais du système britannique d'instrumentation et de contrôle sont en cours.

(1) Cf. communiqué de presse de l'ASN du 16 mars 2023.

(2) Montant en euros 2015, hors intérêts intercalaires.

En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- Le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en oeuvre de plans d'actions en cours d'élaboration.
- Un second scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'actions, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production en 2030.
- Enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31Mds£ et 34Mds£₂₀₁₅ selon les cas de figure. Le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction.

Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 Md£₂₀₁₅.

Pour rappel, le groupe avait indiqué le 19 mai 2022 que le démarrage de la production d'électricité était prévu en juin 2027. Le risque de report supplémentaire de la livraison des deux unités était alors évalué à 15 mois. Le coût à terminaison du projet était estimé entre 25 et 26 Mds £₂₀₁₅.⁽¹⁾

Les nouvelles hypothèses structurantes ainsi que la mise à jour des autres hypothèses clés ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur sur les immobilisations en cours du projet à hauteur de (11 151) millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir Note 10.8).

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de financement de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. En l'occurrence, cela se traduit par l'apport de financement d'EDF au projet, comptabilisé en prime d'émission, sans impact sur le pourcentage de détention. Aucune nouvelle compensation n'est attendue au regard des clauses contractuelles en vigueur ;
- par ailleurs, l'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis, seul EDF a apporté des fonds propres.

À fin décembre 2023, EDF détient 67,7 % de la société de projet, CGN détenant les 32,3 % restants.

Sizewell C

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,26 GW en vue d'alimenter en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplcation de HPC, en reproduisant autant que possible le design de HPC et en faisant appel aux mêmes fournisseurs. EDF fournira le design de l'EPR britannique, certains des équipements nucléaires clés via Framatome, les turbines à vapeur (dans le cadre de l'acquisition future par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power), les assemblages combustibles pour les premiers cycles au minimum et des services connexes au projet Sizewell C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB).

Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour soutenir le développement du projet. En 2023, il s'est engagé à investir 511 millions de livres supplémentaires pour accélérer la préparation de la construction. Il a progressivement augmenté sa participation en 2023 et devrait continuer à augmenter son investissement dans le projet en 2024 jusqu'à la décision finale d'investissement.

A fin décembre 2023, le gouvernement britannique détient 50,6% du projet et EDF les 49,4% restants. Sizewell C reste consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe malgré une participation dorénavant minoritaire dans le projet du fait du maintien des droits d'EDF dans les décisions clés du projet. Cette situation pourrait être amenée à évoluer d'ici la décision finale d'investissement notamment du fait de l'évolution en 2024 de la gouvernance du projet, des suites du processus de levée de fonds en cours des offres reçues des investisseurs et de l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF en vue de la réalisation du projet.

Le projet est passé en 2023 d'un stade de développement à une préparation active du démarrage de la construction.

Les modalités du financement de la construction sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique et les accords liés au financement devraient être finalisés en 2024.

A ce titre, en septembre 2023, une procédure de levée de fonds a été lancée afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction auprès d'investisseurs privés.

L'objectif du Groupe est de ne pas porter au bilan ce projet : la gouvernance du projet, les levées de fonds en cours, l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF et le soutien renforcé du gouvernement britannique devraient faire évoluer cette situation d'ici la décision finale d'investissement.

Au plus tard, à la date de la FID, EDF prévoit de limiter sa participation au projet à 19,99 % au maximum, et de ne plus contrôler le projet.

L'engagement d'EDF de contribuer au financement de la construction du projet Sizewell à la FID, comme pour les autres investissements, est conditionné au respect de certains critères retenus par le Groupe.

A ce jour, la décision finale d'investissement (FID- *Final Investment Decision*) est prévue en 2024.

10.7 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2023	2022
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 183)	(1 720)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(19 667)	(16 923)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	829	319
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(21 021)	(18 324)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2023 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 6 584 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement

dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 570 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, à l'EPR de Flamanville 3, ainsi qu'à la production hydraulique ;

(1) Cf. communiqué de presse du Groupe du 24 janvier 2024.

- le secteur France – Activités régulées pour 5 217 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur Royaume-Uni pour 5 529 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 2 124 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume-Uni.

10.8 Pertes de valeur / reprises

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - > sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - > pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
 - > n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - > actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
 - > pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
 - > au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2028 et 2050 ;
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(1 779)	(1 178)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(44)	(65)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(11 188)	(519)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(13 011)	(1 762)

Au titre de l'exercice 2023, les pertes de valeur s'élèvent à (13 011) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2022 s'élevaient à (1 762) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- la dépréciation de centrales nucléaires en exploitation et en construction et d'autres actifs pour (271) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- la dépréciation de parcs éoliens d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis et au Mexique pour (129) millions d'euros ;

- la dépréciation de différents actifs et goodwill des Services Énergétiques en Italie pour (68) millions d'euros ;

- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (118) millions d'euros.

10.8.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2023 ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (1 779) millions d'euros au 31 décembre 2023.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2023 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) ⁽¹⁾	Goodwill (dont Pod Point)	4 901 37	6,9 %	-	(1 773) (35)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques) Marque Edison	150 945	<8,2 % -9,2 %>	- 1,5 %	(4) -
Framatome	Goodwill Marque Framatome	1 475 151	7,7 % 7,7 %	1,5 % 1,5 %	- -
Dalkia	Goodwill Marque Dalkia	626 130	6,0 % 6,0 %	2,0 % 2,0 %	- -
Autres pertes de valeur		-	-	-	(2)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(1 779)

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (11 232) millions d'euros au 31 décembre 2023.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2023 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Mise à jour du calendrier et des coûts du projet Hinkley Point (HPC)	6,8 %	(11 151)
	Autres actifs	Perspectives de valorisation en hausse		53
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaires	USA, France : perte de rentabilité sur projets en développement / non-renouvellement de PPA	De 5,7 % à 6,4 %	(50)
	Autres	Chine : non réception des subventions		(34)
Autres pertes de valeur				(50)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(11 232)

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2023 à hauteur de (240) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (141) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2022.

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2023, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels.

Dans la continuité de l'année 2022, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin décembre y compris couvertures et ce sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse significative des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2022, en partie liée à une détente relative sur les prix du gaz et une disponibilité accrue du parc nucléaire.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios retenus étroitement liés aux objectifs de politique publique énergie-climat des différents pays dans lesquels le Groupe opère, intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ cohérents avec les trajectoires de décarbonation de la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages. À titre d'illustration, à fin décembre 2023, le scénario de prix retenu pour le CO₂ est à 130 €/2022/t pour 2030, 165 €/2022/t pour 2040 et 200 €/2022/t pour 2050.

Ainsi, les courbes de prix de l'électricité long terme (à partir de 2028) du scénario élaboré en 2023 présentent un début d'horizon en hausse par rapport au scénario élaboré en 2022. On observe une augmentation de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ + 5 €/2022/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique).

Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- pour intégrer le renforcement des ambitions européennes en termes de décarbonation et réduction d'émissions de gaz à effet de serre, les prix des quotas de CO₂ ont une trajectoire haussière et sont supérieurs à ceux du scénario élaboré en 2022 sur l'horizon 2028-2050. En début d'horizon, l'impact des prix du CO₂ sur les niveaux des prix de l'électricité est de premier ordre. S'agissant de la sensibilité à ce paramètre, il est à noter, qu'à partir de 2028, une variation +/- 1 €/t sur le prix du CO₂ se traduirait par environ +/- 0,4 €/MWh sur le prix de l'électricité en France, avant de progressivement se réduire avec la production de plus en plus importante d'électricité décarbonée ;
- les tensions d'approvisionnement en gaz, à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou encore grâce à la possibilité d'acheter via des contrats groupés entre États membres, permettant d'accéder à des volumes plus importants. En conséquence, le scénario intègre une détente sur le prix du gaz avec des trajectoires relativement plus faibles que celles du scénario élaboré en 2022 tout en restant proches sur le long terme ;
- sur la fin d'horizon, la hausse du prix du CO₂ se combine au développement accéléré des moyens de production d'électricité bas-carbone (énergie nucléaire et énergie renouvelable) pour aboutir à des prix de l'électricité relativement stables par rapport aux projections du scénario élaboré en 2022.

La demande est, quant à elle, en augmentation sur toutes les échelles de temps en Europe du fait de l'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet *RepowerEU* qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entraîné à la hausse le besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la hausse pour la clôture 2023 sur l'ensemble des pays de la zone euro. Au Royaume-Uni, cette hausse est modérée dans la mesure où la situation spécifique des taux souverains britanniques avait déjà été prise en compte au titre de la clôture 2022.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance haussière des taux sans risque (malgré l'observation d'une stabilisation en fin d'année) partiellement compensée par un réajustement de la prime de risque marché actions dans une approche de rendement global. Le *spread* EDF a, lui aussi, été revu à la hausse.

L'augmentation des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2022 est ainsi de l'ordre de 70 à 80 points de base sur la France et la Belgique et de 110 points de base sur l'Italie.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 26 494 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Actifs thermiques

Après la fermeture des centrales de Cottam et de West Burton A, les travaux de démantèlement sur ces deux centrales sont toujours en cours de réalisation.

À la suite d'une décision stratégique fin 2023, l'activité de stockage de gaz a été classée et comptabilisée comme un actif détenu en vue de la vente.

La valeur nette comptable pour les actifs restants est quasi nulle.

Segment Commercialisation

Après une année 2022 au cours de laquelle le segment Commercialisation a été affecté par la crise du marché de l'énergie au Royaume-Uni, l'année 2023 voit un retour à un contexte plus favorable grâce à la performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises qui a permis de renforcer les marges et les parts de marché. Le rétablissement des marges dans l'activité BtoC a également bénéficié de l'effet des tarifs qui permet aux fournisseurs de recouvrer les coûts supportés au plus fort de la crise énergétique.

Néanmoins, les prix restent élevés au Royaume-Uni et entraînent une érosion de la demande. Les parts de marché sont restées stables, avec un faible taux d'attrition par rapport à 2022. Pour mémoire, les mécanismes de taxation des producteurs d'énergie (permettant une protection des consommateurs) se sont poursuivis sur 2023 et resteront en place jusqu'en 2028.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en baisse par rapport à 2022 du fait principalement de l'effet du passage du temps à la suite d'une année 2023 caractérisée par des entrées de trésorerie importantes grâce au recouvrement des pertes passées, ainsi qu'à un résultat exceptionnel sur l'optimisation de la production nucléaire. Ces effets ponctuels sont compensés en partie par la prise en compte d'une amélioration des marges de 50 points de base dans le secteur résidentiel, et ce, sur toute la durée du test, ce qui reflète la position du régulateur sur la garantie d'une performance durable sur le marché. Pour rappel ce segment reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros étant généralement répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et des pertes de parts de marché dans les deux secteurs ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2023, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 jusqu'en mars 2028 ainsi que les deux centrales AGR de

Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, soit à mars 2026 (voir communiqué de presse EDF Energy du 9 mars 2023).

Les perspectives de prix de marché *forward* sont en baisse significative comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2022. A cet effet défavorable s'ajoute celui de la hausse du taux d'actualisation (de 6,9 % à 7,6%), partiellement atténué par la hausse des prix à long terme, par un moindre impact de la taxe sur les producteurs d'électricité à faible émission de carbone (appelée « *Electricity Generator Levy* » portant sur 45 % des revenus supérieurs à 75 £/MWh sur la période, de janvier 2023 à mars 2028) et plus significativement par l'impact favorable lié à l'extension de 2 ans des centrales Hartlepool et Heysham 1. Dans ce contexte, les résultats du test font ressortir une très faible baisse de la marge qui reste élevée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible soit la baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 7,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2023 (soit 6,8 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009. Au 31 décembre 2022, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour un montant de (1,2) milliard d'euros.

Le Groupe a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres îlots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024, voir note 10.6). Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est estimé entre 31 et 34 milliards⁽¹⁾ de livres sterling²⁰¹⁵ selon le cas de figure contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling²⁰¹⁵ précédemment.

Le troisième scénario, défavorable, mentionné lors du communiqué de presse conduirait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires et aurait un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling²⁰¹⁵.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intègre un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier de 120 mois qui est désormais utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue de ses actifs, en tenant compte également des deux réacteurs d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point C. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (durée réduite d'environ 18 mois du fait du nouveau calendrier) : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 £²⁰¹²/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) (soit 126 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2023). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme (2,2 % puis une moyenne de 2,1 % à partir de 2050). Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de

(1) Soit entre 41,6 et 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 30 juin 2023.

prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme de 2,10 % et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh, meilleure hypothèse du niveau auquel les prix de marché pourraient s'établir à cet horizon et faute de scénarios de prix établis à cette échéance.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,8 % au 31 décembre 2023, en augmentation de 10 points de base par rapport à 2022 où il s'établissait à 6,7 %. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,9 % au 31 décembre 2023, contre 6,7 % au 31 décembre 2022.

Sur la base des nouvelles hypothèses opérationnelles structurantes ainsi que la mise à jour des autres hypothèses clés telles que le CMPC en hausse de 10 points et les dernières données d'inflation et de change, le test réalisé sur l'actif HPC, conduit à identifier une perte de valeur de (11 151) millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, bien que les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation) maintiennent des marges importantes, celles-ci sont en baisse comparées à celles de l'année précédente du fait d'un contexte de marché moins favorable à leur activité. Ainsi, ces effets amènent à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (1 738) millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

Analyse de sensibilité :

La valeur comptable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy reste désormais sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2) milliards de livres sur la valeur recouvrable ; dans la situation inverse, l'impact serait favorable de 2,3 milliards de livres.

Une diminution de 20 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (1,2) milliard de livres sur la valeur recouvrable ; dans la situation inverse, l'impact serait favorable de 1,3 milliard de livres.

Autres actifs relevant du nouveau nucléaire

Les études capitalisées au titre du projet Sizewell C (note 10.6) s'élèvent à 1 483 millions d'euros et sont intégrées à hauteur de leur valeur nette comptable dans le cadre de la réalisation du test du goodwill d'EDF Energy. Il n'est pas tenu compte, à ce stade, de perspectives de valorisation du fait notamment du modèle de régulation (Base d'Actifs Régulés) envisagé.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 5 871 millions d'euros - voir note 4.1.1)

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test mis à jour au 31 décembre 2023 met en évidence une diminution de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle hausse du CMPC de plus de 100 points ainsi qu'à la revue à la baisse des scénarios de prix court terme.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les autres UGT de production d'Edison (Thermique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz), la même tendance est observée.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable lié à la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme ainsi qu'à la hausse du taux d'actualisation. Cette marge est essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service sont intervenues en 2023.

Quant à l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable est en hausse, les cash-flows futurs intégrant une amélioration des scénarios de prix post PMT du fait notamment de la non-reconduction en 2024 de la taxe sur les surprofits. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé sur cette UGT.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 428 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La valeur recouvrable de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur, aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et aux hypothèses de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande Bretagne, mais n'intègre pas la réalisation d'autres projets d'EPR, notamment ceux en Inde et en République Tchèque.

Le taux de croissance long terme retenu est stable (à 1,5 %).

Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test du goodwill (évalué à 1 475 millions d'euros) reste très significative, bien qu'en baisse par rapport au 31 décembre 2022 du fait notamment de la hausse du CMPC de 70 points (de 7 % à 7,7 %).

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 13 257 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

La réalisation des tests au 30 juin 2023 avait notamment conduit à comptabiliser des dépréciations à hauteur de (34) millions d'euros sur deux parcs éoliens en Chine mis en service en 2021, et pour lesquels le risque avéré de non-réception des subventions impactait sensiblement la rentabilité des projets.

Sur le second semestre, d'autres pertes de valeur ont été identifiées sur des actifs spécifiques en France et aux États-Unis pour un montant total de (50) millions d'euros, concernant notamment des parcs éoliens en développement pour lesquels la rentabilité à venir a été jugée insuffisante.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées (voir note 12.3) ont également été enregistrées à hauteur de (54) millions d'euros sur le parc éolien *off-shore* Neart na Gaoithe (NnG) en mer d'Écosse en raison d'un risque de retard sur la date de mise en service ainsi que de la hausse de plus de 100 points du taux d'actualisation.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 055 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Au 31 décembre 2023, le goodwill de Dalkia est de 626 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2023 conduit à constater une baisse de la valeur recouvrable, principalement liée à la hausse de 80 points du CMPC (de 5,2 % à 6 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 2 %) en lien avec l'inflation. La marge sur ce segment reste néanmoins positive.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2023 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France – Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 64 629 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Ce segment recouvre quasi exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 15 703 millions d'euros (voir note 10.6). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2023, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la hausse du taux d'actualisation, de la variation des prix d'électricité et des annonces des modalités post ARENH du marché de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 7 % au 31 décembre 2023 (6,3 % au 31 décembre 2022, soit une hausse de 70 points). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2023, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 10.6).

Sur la période 2024-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte baisse sur cet horizon par rapport à fin 2022) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 €/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 5.4). Ces hypothèses sont conformes au budget 2024 approuvé par le Conseil d'administration.

Le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France⁽¹⁾ prévoit de mettre en place un nouveau dispositif destiné à succéder à l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) à compter du 1^{er} janvier 2026. Il prévoit notamment le versement par EDF d'une contribution composée d'une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires lorsque ceux-ci viendraient à excéder certains seuils, permettant alors une redistribution aux consommateurs.

Lors de la conférence de presse de Bruno Le Maire et d'Agnès Pannier-Runacher du 14 novembre 2023 et dans le document de consultation sur le projet de dispositif de protection des consommateurs du 23 novembre 2023, les seuils suivants ont été indiqués : au-delà de 78-80€₂₀₂₂/MWh et au-delà de 110€₂₀₂₂/MWh, les revenus du nucléaire seraient captés à hauteur respectivement de 50% et 90%. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2023.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA ENR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de moyen terme de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable. Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (14,5) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (4,3) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de +10% sur toute la période aurait un impact négatif de (4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

(1) Projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France tel que transmis au Conseil national de la Transition écologique par saisine rectificative en date du 17 janvier 2024.

Autre International – Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 546 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur et la marge nettement favorable de ce segment est en augmentation comparée à celle de 2022, portée essentiellement par un effet favorable lié au passage du temps (fortes sorties de cash en 2023, année pénalisée par la *windfall profit taxes*, par les investissements dans la nouvelle centrale thermique à cycle combiné gaz (CCGT) de Seraing ou encore les coûts de révision triennale des provisions nucléaires) et la mise à jour des hypothèses de prix avec une mise en service prévue en 2025 et qui bénéficiera de la rémunération de capacité. La hausse du CPMC de 80 points de base (de 6,4 % à 7,2 %) vient compenser légèrement cette amélioration.

Concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW), le test intègre dorénavant la prise en compte de la prolongation de dix ans des deux tranches de Doel 4 et Tihange 3, à la suite de la signature des accords définitifs signés entre ENGIE et l'État belge le 13 décembre 2023.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou intégrant un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018 - 1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Electricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. A cet effet, les autorités concédantes (les collectivités territoriales ou établissements publics de coopération disposant de cette compétence) organisent le Service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 376 contrats de concession au 31 décembre 2023. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : Service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Ainsi, les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du Service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2023
Terrains et constructions	3 517	152	(24)	(1)	3 644
Réseaux	108 544	4 399	(482)	2	112 463
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 023	508	(276)	(1)	5 254
Immobilisations en cours ⁽³⁾	2 204	511	(14)	(3)	2 698
Valeurs brutes	119 288	5 570	(796)	(3)	124 059
Terrains et constructions	(1 730)	(88)	23	(8)	(1 803)
Réseaux	(50 490)	(188)	322	(2 504)	(52 860)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 102)	(300)	274	(140)	(3 268)
Amortissements et pertes de valeur	(55 322)	(576)	619	(2 652)	(57 931)
VALEURS NETTES	63 966	4 994	(177)	(2 655)	66 128

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une reprise des comptes spécifiques de passifs de concessions.

(3) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) :
 - > la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
 - > déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
 - > amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
 - > provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ÉLAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	57 300	55 788
Financement concessionnaire non amorti	(33 176)	(31 681)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 124	24 107
Amortissement du financement du concédant	17 007	16 331
Provisions pour renouvellement	8 879	9 021
Droits sur biens à renouveler	25 886	25 352
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	50 010	49 459

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 144 millions d'euros (127 millions d'euros en 2022).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023			31/12/2022	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	12.1	50,10	1 793	190	1 766	250
Autres participations actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	1 850	(48)	1 944	79
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 509	(61)	2 519	(52)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 084	(102)
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	867	255	955	516
Autres participations	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 153	68
TOTAL			9 037	257	9 421	759

n.a. : non applicable.
n.c. : non communiqué.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	21 528	20 484
Actifs courants	3 946	6 241
TOTAL ACTIF	25 474	26 725
Capitaux propres	3 579	3 525
Passifs non courants	15 571	15 017
Passifs courants	6 324	8 183
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	25 474	26 725
Chiffre d'affaires	6 131	4 928
Excédent brut d'exploitation	1 891	1 841
Résultat net	380	498
Endettement financier net	13 287	10 831
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(39)	433
Dividendes versés	287	356

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

6.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il est présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2022.

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	11 838	12 265
Actifs courants	884	900
TOTAL ACTIF	12 722	13 165
Capitaux propres	3 606	4 036
Passifs non courants	7 457	6 680
Passifs courants	1 659	2 449
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	12 722	13 165
Chiffre d'affaires	640	919
Résultat net	(327)	(131)
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guangdong Energy Group à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan) jusqu'à nouvel ordre.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires, pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 17.2)

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à quelques crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible se sont achevées le 22 août 2021. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'ala technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages ; un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur quelques réacteurs du parc nucléaire français. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont contribué à l'élaboration de la documentation permettant de redémarrer en toute sécurité le réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises. Le 15 août 2022, le réacteur 1 de Taishan a été reconnecté au réseau électrique chinois faisant suite à l'inspection finale des autorités chinoises compétentes à la fin du mois de juillet 2022.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 a été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible ("Refueling Outage"). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC a ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau en toute sûreté le 27 novembre 2023.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la Chambre de Commerce et d'Industrie (CCI) Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entraîner des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat, et notamment sur ses intérêts résiduels en fin de partenariat. La CCI Singapour a rendu son verdict au mois de juin 2023. EDF a engagé des discussions avec son partenaire dans le but de mettre cette décision en œuvre. Le 6 juin 2023 le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF. Le délai de recours contre la sentence est écoulé depuis le 19 septembre 2023.

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33% par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. La mise en eau du réservoir a été réalisée sur le second semestre 2023, pour une mise en service de l'ensemble de l'ouvrage attendue au deuxième semestre 2024.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine pour (79) millions d'euros, sur le projet Neart na Gaoithe (NNG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et sur des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Sur l'exercice 2022, (141) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant net de (121) millions d'euros. Celles-ci concernaient à hauteur de (139) millions d'euros (voir note 10.8) des actifs éoliens américains au Texas en raison de problèmes de congestion du réseau électrique. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Principaux développements dans les participations mises en équivalence détenues en 2023

EDF Renouvelables a remporté le projet d'une centrale solaire de 500 MW à Oman

EDF Renouvelables et son partenaire Korea Western Power Corporation (KOWEPO) ont signé les accords de financement du projet Manah 1, une centrale solaire de 500 MW implantée dans le Sultanat d'Oman. Le consortium a remporté le projet et signé le 23 mars 2023 le contrat d'achat d'électricité (PPA). Le consortium va développer, financer, construire et opérer la centrale solaire. La mise en service de la centrale est prévue au premier trimestre 2025.

Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer (1 GW) au large de la Normandie en France

Au terme du quatrième appel d'offres éolien en mer lancé en janvier 2021, le Ministère de la Transition énergétique a choisi Éoliennes en Mer Manche Normandie, la société de projet détenue par le consortium EDF Renouvelables, filiale du groupe EDF, et Maple Power, pour assurer la conception, la construction, l'exploitation et le démantèlement du futur parc éolien en mer dit « Centre Manche 1 » (au large des côtes de Normandie). D'une capacité installée d'environ 1 GW, il devrait fournir l'équivalent de la consommation électrique annuelle de plus de 1,5 million d'habitants, soit environ la moitié des besoins en électricité de la population de la région Normandie.

EDF et ses partenaires posent la première pierre d'une centrale biomasse en Côte d'Ivoire

En juillet 2023, EDF a lancé la construction de la centrale biomasse de BIOVEA, d'une puissance de 46 MW qui sera alimentée à partir de résidus agricoles et qui répondra aux besoins en électricité de l'équivalent de 1,7 million de personnes par an. Détenu à 40 % par le Groupe, le projet permettra d'éviter 4,5 millions de tonnes de CO₂ sur les 25 ans d'exploitation.

EDF Renouvelables et ses partenaires remportent l'appel d'offres pour un projet solaire de 1,1 GW en Arabie saoudite

En novembre 2023, le consortium Masdar, EDF Renouvelables (30 %) et Nesma Company a signé le contrat d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*) et a été retenu pour développer, construire et exploiter la centrale solaire de Al Henakiyah, d'une capacité de 1,1 GW. Une fois mise en service, elle produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 190 000 foyers et évitera l'émission de plus d'1,8 million de tonnes de CO₂ chaque année.

Mise en service de la centrale Al Dhafra (2,1 GW) aux Émirats Arabes Unis

En novembre 2023, la centrale solaire Al Dhafra, aux Émirats arabes unis a été mise en service. Détenue à 20% par le Groupe, elle a une capacité de 2 GW permettant d'alimenter 160 000 foyers et d'éviter des émissions de gaz à effet serre de l'ordre de deux millions de tonnes par an.

Signature d'un accord de développement conjoint pour un projet hydroélectrique de 1,5 GW au Mozambique

En décembre 2023, le consortium entre EDF (40 %), TotalEnergies (30 %) et Sumitomo Corporation (30 %) a été sélectionné par le gouvernement du Mozambique pour le développement du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (MNK) de 1,5 GW. Le consortium développera conjointement MNK avec des partenaires locaux qui détiendront 30 % du projet et le consortium, 70 %. Le projet MNK augmenterait de plus de la moitié la capacité de production d'électricité du pays et pourrait alimenter plus de 3 millions de foyers au Mozambique et dans les pays limitrophes.

6.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2023 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2023
Stocks et en-cours de production	13.2	(17 661)	(381)	(50)	(18 092)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(24 844)	(2 198)	209	(26 833)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	23 284	(3 595)	(2)	19 687
Dettes de Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)	13.3.4	6 074	(4 044)	-	2 030
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	9 006	2 339	1 123	12 468
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(117)	95	(606)	(628)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(4 257)	(7 785)	674	(11 368)

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/ cession d'immobilisations et subventions d'investissements

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** du besoin en fonds de roulement se détériore de (7 785) millions d'euros en 2023, principalement du fait de la baisse de la dette de CSPE pour (4 044) millions d'euros (voir note 13.5.4), de la hausse des appels de marge nets de l'activité de *trading* pour (2 814) millions d'euros et de l'évolution de la position nette des stocks pour (381) millions d'euros (voir note 13.2).

La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des certificats d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que des reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2023 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (790) millions d'euros, ainsi que d'autres effets pour 126 millions d'euros majoritairement liés à l'ajustement au titre du combustible engagé.

13.2 Stocks

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du code de l'environnement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS

Sont enregistrés dans les autres stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.4 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	11 760	(431)	11 329	10 737	(422)	10 315
Autre combustible	1 556	(260)	1 296	2 029	(2)	2 027
Autres approvisionnements	2 047	(413)	1 634	1 878	(422)	1 456
En-cours de production de biens et services	771	(22)	749	622	(35)	587
Autres stocks	3 144	(60)	3 084	3 326	(50)	3 276
TOTAL STOCKS	19 278	(1 186)	18 092	18 592	(931)	17 661

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 235 millions d'euros au 31 décembre 2023 (8 557 millions d'euros au 31 décembre 2022).

L'évolution des stocks sur l'année 2023 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires et la hausse des dépréciations sur les stocks de charbon et de gaz présentés en « Autre combustible ».

13.3 Clients et comptes rattachés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2023	31/12/2022
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		24 232	21 568
<i>dont actifs sur contrat</i>	13.3.3	286	441
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		4 341	4 598
Dépréciations		(1 740)	(1 322)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		26 833	24 844

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023 (7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les créances clients augmentent au 31 décembre 2023 par rapport à l'année précédente en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation 4,5 milliards d'euros, Italie (1,2) milliard d'euros et Dalkia (0,4) milliard d'euros.

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	28 573	(1 740)	26 833	26 166	(1 322)	24 844
dont créances échues de moins de 6 mois	2 263	(392)	1 871	2 037	(183)	1 854
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 100	(401)	699	678	(242)	436
dont créances échues de plus de 12 mois	1 066	(728)	338	1 117	(551)	566
dont total des créances échues	4 429	(1 521)	2 908	3 832	(976)	2 856
dont total des créances non échues	24 144	(219)	23 925	22 334	(346)	21 988

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- (i) ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- (ii) en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Créances clients transférées et maintenues au bilan	57	324
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 764	2 470

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 764 millions d'euros au 31 décembre 2023 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (2 470 millions d'euros en décembre 2022).

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 286 millions d'euros au 31 décembre 2023 et de 441 millions d'euros au 31 décembre 2022 et concernent principalement Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables et Autre international.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Charges constatées d'avance	1 609	1 592
Créances TVA	2 193	1 968
Créances fiscales (hors TVA)	315	274
Autres créances d'exploitation	7 067	13 496
AUTRES DEBITEURS	11 184	17 330
<i>dont part non courante</i>	<i>2 110</i>	<i>2 165</i>
<i>dont part courante</i>	<i>9 074</i>	<i>15 165</i>
<i>dont valeurs brutes</i>	<i>11 252</i>	<i>17 390</i>
<i>dont dépréciation</i>	<i>(68)</i>	<i>(60)</i>

Au 31 décembre 2023 les autres débiteurs comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 3,1 milliards d'euros (5,2 milliards d'euros en 2022). La diminution est essentiellement due au dénouement des positions prises en 2022. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.5).

Au 31 décembre 2023, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 508 millions d'euros (2 242 millions d'euros au 31 décembre 2022) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 609 millions d'euros (1 592 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 533	16 001
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 154	7 283
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	19 687	23 284

La baisse des dettes fournisseurs et comptes rattachés s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concernent à ce titre différentes entités du Groupe.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le

Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

13.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Dont passifs sur contrat	31/12/2022	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	4 011	2 099	3 973	2 025
Fournisseurs d'immobilisations	5 464	-	4 631	-
Dettes fiscales	4 740	-	3 488	-
Dettes sociales	6 236	-	5 865	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 548	3 548	3 180	3 144
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 267	857	1 172	694
Autres dettes	7 394	-	16 163	-
AUTRES CREDITEURS	32 660	6 504	38 472	5 863
dont part non courante	5 685	3 539	4 968	2 929
dont part courante	26 975	2 965	33 504	2 934

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020 (voir note 5.5.4).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 719 millions d'euros (630 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2023, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 20 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (116 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2023 les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 089 millions d'euros (1 777 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Ils intègrent également le solde de l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

13.5.4 Autres dettes

Au 31 décembre 2023, les autres dettes comprennent une dette d'exploitation vis-à-vis à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 2 030 millions d'euros (6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2023 les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,9 milliard d'euros (5,9 milliards d'euros en 2022). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.3.4).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2023 pour 325 millions d'euros (566 millions d'euros sur l'année 2022). Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges de Service public à compenser à EDF SA au titre de 2023 s'élève à 14 126 millions d'euros et se détaille principalement comme suit :

- à hauteur de (2 193) millions d'euros au titre des obligations d'achat. Ces charges sont négatives en 2023 du fait des prix de marché de l'électricité élevés et supérieurs au coût de l'énergie soutenue par EDF ;
- un montant de 13 992 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals. Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 12 446 millions d'euros et les amortisseurs électricité à hauteur de 1 458 millions d'euros, la compensation du bouclier tarifaire gaz représente 88 millions d'euros ;
- à hauteur de 2 297 millions d'euros au titre des surcoûts de production dans les zones non interconnectées et de solidarité.

Les montants encaissés sur l'année 2023 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 10 010 millions d'euros. Ce montant est inhérent au solde du mécanisme au titre de l'année 2022 pour 2 053 millions d'euros et des versements au titre du mécanisme 2023 à hauteur de 7 957 millions d'euros.

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2023
Acomptes reçus	2 025	1 472	(1 424)	(28)	-	34	20	2 099
Produits constatés d'avance long terme	3 144	949	(591)	-	46	8	(8)	3 548
Autres produits constatés d'avance	694	726	(605)	65	-	(22)	(1)	857

Ils sont constitués d'avances et acomptes reçus pour 2 099 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 405 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022).

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture (intégrant également les engagements sur ventes d'exploitation pour 7,1 milliards d'euros (note 21.2.1)) devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 13 602 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 892 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres

14.1 Capital social

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2023, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

Fin 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en circulation au 31 décembre 2022 a été convertie conduisant à des augmentations de

capital social successives pour 140 950 086,50 euros à la suite de l'émission de 281 900 173 actions nouvelles (voir note 14.4).

Le 31 juillet 2023, les 888 511 actions auto-détenues ont été annulées pour une valeur nette de 7 230 061,14 euros, ce qui s'est traduit par une réduction du capital social non motivée par des pertes pour une valeur de 444 255,50 euros et des réserves pour une valeur de 6 875 805,64 euros.

14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2023 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2023 au titre de l'exercice 2022.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2023.

14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

Au 31 décembre 2023, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 009 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 722 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le 8 juin 2023, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 1 377 millions d'euros. Parallèlement, EDF a lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant total de 1 500 millions de dollars US émis en janvier 2014 dont le montant comptabilisé en capitaux propres s'élevait à 1 093 millions d'euros au 31 décembre 2022. Le 20 juin 2023 et le 7 juillet 2023, EDF a réalisé un rachat pour un montant total de 904 millions de dollars US (respectivement 901 millions de dollars U.S. et 3 millions de dollars U.S.), soit 823 millions d'euros.

Le 14 décembre 2023, EDF a annoncé l'exercice de l'option de remboursement du solde de cette même souche hybride en circulation d'un montant total de 596 millions de dollars US dont le montant comptabilisé en capitaux propres s'élevait à 546 millions d'euros. Considérant le caractère certain du remboursement, ces titres ont été reclassés au 31 décembre 2023 en passifs financiers, intégrant les effets de change correspondants et ont fait l'objet d'un remboursement à la Première Date d'Appel (le 22 janvier 2024).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 630 millions d'euros sur l'exercice 2023 (606 millions d'euros sur l'exercice 2022). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2024, une rémunération de 187 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %

(1) Date de réception des fonds.

14.4 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les OCEANES, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Le 8 septembre 2020, EDF avait réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANES Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros.

Sur l'exercice 2022, 882 340 OCEANES avaient été converties, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions et une augmentation des capitaux propres du Groupe de 9,65 millions d'euros dont 0,57 million d'euros de capital social.

Dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), l'État s'était porté acquéreur de 127 147 355 OCEANES, conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES.

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des OCEANES restantes, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access.

En 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en stock au 31 décembre 2022 a été convertie en 281 900 173 actions nouvelles.

L'ensemble de ces opérations, au cours de l'année 2023, majore les capitaux propres du Groupe de 2 390 millions d'euros dont 141 millions d'euros de capital social.

14.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 014	136	2 198	142
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	32,28 %	5 349	(2 703)	6 778	(514)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	50,56 %	1 475	-	719	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	520	13	519	11
Luminus SA	31,37 %	698	25	538	(49)
Framatome	24,50 %	218	(34)	63	(12)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 677	158	1 457	137
TOTAL		11 951	(2 404)	12 272	(285)

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 67,7 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 49,4 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 31 décembre 2023. Le gouvernement Britannique est entré au capital de la Société le 30 novembre 2022 concomitamment à la sortie de CGN qui détenait 20,00 % (voir note 10.6).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 %. Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, portant sa participation dans le groupe Framatome à 80,5 % (voir note 23).

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 96 millions d'euros au 31 décembre 2023 (129 millions d'euros en 2022).

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;

- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 069	28 193	30 262	1 602	24 982	26 584
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 269	32 013	33 282	1 539	31 039	32 578
Provisions liées à la production nucléaire	3 338	60 206	63 544	3 141	56 021	59 162

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible usé	13 876	1 238	-	15 114
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	406	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	1 173	364	14 742
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2023	27 081	2 817	364	30 262
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2022	23 854	2 723	7	26 584
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	10 277	596	29 291
Provisions pour derniers cœurs	2 720	1 271	-	3 991
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2023	21 139	11 548	596	33 282
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2022	19 528	12 425	625	32 578
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE AU 31/12/2023	48 220	14 365	960	63 544
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2022	43 382	15 148	632	59 162

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé	12 663	2 490	(1 050)	698	26	287	15 114
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	25	8	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 548	372	(324)	892	22	232	14 742
Provisions pour aval du cycle nucléaire	26 584	2 862	(1 374)	1 615	56	519	30 262
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 015	294	(904)	1 724	231	(1 069)	29 291
Provisions pour derniers cœurs	3 563	-	-	179	23	226	3 991
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 578	294	(904)	1 903	254	(843)	33 282
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE	59 162	3 156	(2 278)	3 518	310	(324)	63 544
Dont part courante	3 141						3 338
Dont part non courante	56 021						60 206
Dont EDF SA	43 382						48 220
dont périmètre loi du 28 juin 2006	42 187						47 001
Dont Royaume-Uni	15 148						14 365
Dont Belgique	632						960

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2023 s'explique notamment par :

- la signature en France d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (dont 1 926 millions sont présentés en « augmentation » et 290 millions sont présentés en « autres mouvements ») et la charge de désactualisation pour 2 109 millions d'euros en France présentée en « effets de l'actualisation » (voir note 15.1.1.1) ;

- une mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 24*, approuvée par la NLA et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (664) millions d'euros et une hausse du taux d'actualisation réel entraînant également une baisse des provisions de (406) millions d'euros Royaume-Uni (voir note 15.2) ;
- l'augmentation de 367 millions d'euros, principalement en lien avec Luminus et EDF Belgium dans le cadre de l'accord définitif signé par Engie avec l'État belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires (voir note 15.3).

15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.3.4.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	11 379	2 475	(913)	603	332	13 876
dont non liées au cycle d'exploitation		1 607	77	(21)	102	(5)	1 760
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		1 195	9	(45)	60	-	1 219
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	12 475	21	(325)	814	220	13 205
Provisions pour aval du cycle nucléaire		23 854	2 496	(1 238)	1 417	552	27 081
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	17 094	294	(224)	954	301	18 419
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 434	-	-	118	168	2 720
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		19 528	294	(224)	1 072	469	21 139
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		43 382	2 790	(1 462)	2 489	1 021	48 220
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		42 187	2 781	(1 417)	2 429	1 021	47 001
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 195	9	(45)	60	-	1 219

(1) Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par la signature d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (voir note 15.1.1.1) présentée ainsi :

- en « augmentation » pour 1 926 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat ;
- en « autres mouvements » pour 290 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 2 109 millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.1.5) comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 396 millions d'euros.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.1.5) pour les provisions adossées à des actifs pour 405 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;

- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

15.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (13 876 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixait les conditions d'application pour la période 2016 - 2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations étaient en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage au titre de l'avenant 2024-2026. Ces négociations avaient conduit à enregistrer une provision pour risques et charges de 854 millions d'euros au 31 décembre 2022. Au premier semestre 2023 une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1 026 millions d'euros a été reconnue pour atteindre 1 880 millions d'euros correspondant à la meilleure estimation à cette date de l'impact sur les provisions de l'issue des négociations, sur la base de la dernière contreproposition d'EDF à Orano Recyclage d'avril 2023.

En septembre 2023, les négociations ont convergé avec notamment la signature d'un accord sur les principes du futur contrat d'application (avenant 2024-2026 à l'accord cadre), se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (en lieu et place de la provision pour risques et charges).

Cet accord qui représente notamment une rémunération moyenne du contrat en augmentation de 39 % (en euros 2024) par rapport à la moyenne prévue pour la période 2016-23 (en euros 2020), intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue

pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano rencontrées depuis quelques années (et qui s'atténuent progressivement), qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce qui augmente temporairement les quantités à entreposer avant recyclage.

Les études sur des solutions transitoires ont notamment conduit sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague à l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue courant 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 - 2020, a fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ».

À cette issue, EDF a mis en place sur 2023 un dispositif structuré d'échanges et de dialogues continus, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet. Ainsi, en 2023, plus de 30 rencontres avec le public se sont tenues. Le dispositif de concertation se poursuit dans la perspective d'une enquête publique en 2025. Le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création est prévu à la fin du premier trimestre 2024. Par ailleurs, en septembre 2023, EDF et Orano ont conclu un accord sur les modalités de mise à disposition du terrain par Orano.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 219 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 760 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à La Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^{ème} trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 439 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de

la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;

- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2023	31/12/2022
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaïnes (ANDRA)	3 176	2 958
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïnes (ANDRA)	369	363
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 660	9 154
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		13 205	12 475

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^{ème} Plan National de Gestion des matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2023

Comme en 2022, la révision annuelle 2023 a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016 - 2018, prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5^{ème} PNGMDR 2022-2026 (publication du décret n°2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixaient l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaïnes. Ce dossier est en cours de finalisation par l'ANDRA pour envoi à l'ASN début 2024.

Par ailleurs, les premiers résultats des études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique des déchets de type « Graphite » permettraient d'envisager que le graphite issu du démantèlement du premier réacteur UNGG démantelé (Chinon A2) soit stocké non pas à ce centre de stockage en projet mais au CSA (Centre de Stockage de l'Aube, accueillant les déchets faiblement activés à vie courte). L'ANDRA a rendu un avis préliminaire indiquant que ces déchets entraient dans le cadre des spécifications radiologiques du CSA. L'analyse se poursuit sur la nature des colis et des déchets.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. Une actualisation de ce coût est attendue à horizon 2025.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 805 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuation vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. A noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais a souligné l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA a été engagé en appui au dossier de demande d'autorisation de création et se poursuivra durant l'instruction du Décret d'Autorisation de Création
- 2020 : une revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux ;
Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). A fin 2023, les dispositions associées à cette loi restent à préciser et à encadrer par l'État afin d'éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre ;
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des Commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'Andra d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour en 2022 pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Suite au dépôt en janvier 2023 de la demande d'autorisation de création (DAC) par l'ANDRA auprès du ministère de la Transition énergétique, l'ASN a publié le 22 juin 2023 une note d'information confirmant la recevabilité de ce DAC. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier : le GP1 (Groupe Permanent 1) est prévu en avril 2024, le GP2 fin 2024 et le GP3 mi-2025, pour un avis ASN prévu en septembre 2025. En octobre 2023, le Conseil constitutionnel, saisi par le Conseil d'Etat a confirmé le caractère constitutionnel du projet et le fait que celui-ci préservait les droits des générations futures.

Le décret d'autorisation de création est attendu à horizon 2027.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 855 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. Depuis, ICEDA a réalisé cinq campagnes de conditionnement de déchets dont le premier emballage de déchets activés d'exploitation de Fessenheim qui est arrivé en septembre 2023.

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-20 à L.593-25 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée : depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et

technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	-	(9)	585	301	13 002
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	294	(215)	369	-	5 417
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	17 094	294	(224)	954	301	18 419

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 15.1.1.5), ainsi que les autres révisions de devis précisées ci-dessous, pour les provisions adossées à des actifs.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2023. Les « augmentations » correspondent pour l'essentiel à des améliorations de méthodologie de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW), et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site, qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A *contrario*, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGECC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base

notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,3 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (22,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Evolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Evolutions 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et ingénierie, une première prise en compte⁽¹⁾ du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₃) s'élève à environ 0,56 milliard d'euros, pour une tranche de Fessenheim à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) au Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{ème} génération).

(1) Un premier état des lieux a permis d'identifier et d'enclencher un traitement prioritaire sur 3 grandes familles d'équipements : les moyens de levage, la détection incendie et le contrôle commande. En complément, une étude globale sur le sujet basée sur un criblage systématique des matériels et équipements est en cours et sera poursuivie en 2024.

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

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

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

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

De 2016 à 2021 :

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à

juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Ecologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions de EDF.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Au 31 décembre 2023, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)		
Réacteur à eau pressurisée – REP – Chooz A	340	297
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim ⁽¹⁾	994	825
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 172	3 196
Réacteur à eau lourde – Brennilis	392	341
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	637	561

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,0 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,1 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé avec la fin de la vidange de la piscine réacteur à l'été 2023. La découpe de la cuve elle-même aura lieu à partir de 2025, pour se terminer en 2026. Un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les Neutrinos. La fin de la reconfiguration de la caverne est prévue en 2033 en vue de son transfert au CNRS. Le déclassement de l'installation devrait être obtenu fin 2035 ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le dossier de démantèlement de la centrale a été déposé en décembre 2020 au ministre de la Transition écologique et à l'ASN. Début 2022, la Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'IRSN a rendu son avis le 1^{er} juin 2023. Son rapport ne met pas en

évidence de divergence technique ou d'approche ni dans la démonstration de sûreté, ni dans l'étude d'impact. Sur la base des engagements d'EDF et du rapport de l'IRSN, le Groupe Permanent (GP) qui s'est tenu le 22 juin 2023 a retenu une seule recommandation : « le GP recommande qu'EDF présente, en amont de la mise en œuvre des opérations de démantèlement des cuves et de leurs internes, un dossier justifiant les dispositions techniques et organisationnelles de conception et d'exploitation retenues pour maîtriser les risques de dissémination de substances radioactives et d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants associés à ces opérations ». Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2023, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel avec notamment l'évacuation de l'ensemble du combustible et la décontamination chimique complète des deux tranches du circuit primaire ;

- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. La découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;

- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2040.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 17.3.1).

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement (voir note 15.1.1.1).

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority - « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long

terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,35 % pour 2023. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2023 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,2 % ; 3 %] ([2,7 % ; 3,3 %] à fin 2022) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3 % ; 3,2 %] ([3,3 % ; 3,4 %] à fin 2022) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,35 % (3,43 % à fin 2022) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,0 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2023 (2,5 % au 31 décembre 2022).

La baisse du taux d'actualisation reflète la baisse observée des taux des OAT en toute fin d'année 2023 ainsi que dans une moindre mesure celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2022 due à une anticipation des marchés de la baisse de l'inflation qui s'amorce.

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, avec une inflation 2023 très supérieure à l'inflation long terme, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 801 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial correspondant à l'inflation long terme.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 1^{er} juillet 2020, ce plafond est applicable à compter de l'année 2023 (avant cet arrêté, le plafond annuel était calculé avec une formule transitoire jusqu'en 2023 et la formule cible de calcul du plafond n'était applicable qu'à partir de 2024).

- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 27 décembre 2023, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2023 (2,85 % au 31 décembre 2022).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2023 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	18 998	12 657	16 194	10 184
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 658	1 760	3 417	1 607
Gestion à long terme des déchets radioactifs	38 467	13 205	36 996	12 475
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	57 465	25 862	53 190	22 659
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	23 335	13 002	21 381	12 125
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 832	5 417	8 219	4 969
Derniers cœurs	4 668	2 720	4 189	2 434
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	36 835	21 139	33 789	19 528
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	-	47 001	-	42 187

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	31/12/2023		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	Total
Gestion du combustible utilisé	10 117	8 881	18 998
- dont non lié au cycle d'exploitation	611	3 047	3 658
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 633	32 834	38 467
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	15 750	41 715	57 465
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	483	22 852	23 335
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 503	5 329	8 832
Derniers cœurs	722	3 946	4 668
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	4 708	32 127	36 835

(1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 43 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 35 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2023 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	13 876	(232)	246	194	(206)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	(722)	810	565	(642)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	(571)	601	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	(163)	174	163	(174)
- derniers cœurs	2 720	(93)	99	-	-
TOTAL	48 220	(1 781)	1 930	922	(1 022)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>33 989</i>	<i>(1 571)</i>	<i>1 710</i>	<i>801</i>	<i>(895)</i>

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (908)/945 millions d'euros dont 473/(497) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020.

Le décret du 22 novembre 2023 actualise des règles d'investissements des actifs dédiés permettant de fixer certaines limites en fonction de l'échéancier des décaissements et de prévoir de nouvelles règles relatives au risque de concentration. En particulier, les titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 15.1.2.2 ci-après), ne font plus dorénavant l'objet de limites spécifiques. Par ailleurs, le décret élargit les possibilités d'investissement dans des actifs non cotés et la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire

de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2023, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 482 millions d'euros, dont 8 657 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Orange Concessions, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicafe, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Norlys Fiber, Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023 (12 192 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces FCPR sont constitués principalement de 18 fonds cotés pour 13 298 millions d'euros (au 31 décembre 2022, 17 FCPR cotés pour 11 000 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2023

L'année 2023 a été marquée par la hausse de valeur des actifs risqués, qui a partiellement compensé la baisse enregistrée en 2022. Ce mouvement reflète un environnement économique porteur : la croissance économique, notamment aux États-Unis, a fait preuve d'une grande résilience malgré le durcissement des conditions financières, et surtout la décrue rapide de l'inflation a permis aux banques centrales de mettre fin au cycle de resserrement monétaire.

Malgré la baisse des taux observée en fin d'année, les performances des actions et des obligations ont été excellentes en 2023.

Le portefeuille actions cotées a ainsi progressé de 18,43 % en 2023. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 22,69 % sur les actions d'Amérique du Nord, 14,38 % en Europe, 19,20 % au Japon, et 5,22 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 8,59 % en 2023, malgré des fluctuations importantes du niveau des taux. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 8,02 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 9,04 %, et le crédit high yield court terme de 6,54 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2023 dans le résultat financier à hauteur de +2 220 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (3 096) millions d'euros en 2022. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2023 en OCI à hauteur de +431 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (875) millions d'euros en 2022.

En 2023, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au second semestre 2023, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans l'immeuble de bureaux Memphis à Paris (voir communiqué de presse EDF Invest du 20 décembre 2023) et a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic) le 31 janvier 2024. En octobre 2023, EDF Invest a signé l'acquisition, dans le cadre d'un consortium, d'une participation dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Cet investissement dans les infrastructures de transport a été finalisé le 8 février 2024.

Des retraits pour un montant de 465 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2023 (416 millions d'euros en 2022).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

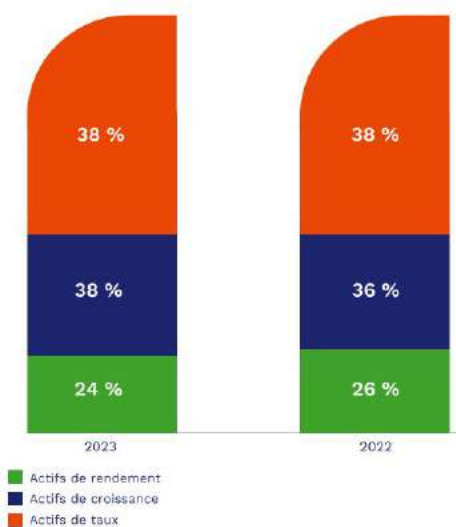
(en millions d'euros)		31/12/2023		31/12/2022	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest) ⁽¹⁾		6 196	8 657	6 477	8 772
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ^{(1) et (2)}	3 834	6 287	4 034	6 286
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 359	2 367	2 422	2 465
Dérivés	Juste valeur des dérivés	3	3	21	21
ACTIFS DE CROISSANCE		14 036	14 036	12 251	12 251
Actions	Titres de dettes	13 392	13 392	11 625	11 625
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	589	589	553	553
Dérivés	Juste valeur des dérivés	55	55	73	73
ACTIFS DE TAUX		14 192	14 192	12 881	12 881
Obligations et TCN	Titres de dettes	12 488	12 488	11 101	11 101
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	236	236	215	215
Trésorerie	Titres de dettes	1 104	1 104	1 414	1 414
Fonds diversifiés de dettes	Titres de dettes	363	363	163	163
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	(12)	(12)
TOTAL DES ACTIFS DEDIES		34 424	36 885	31 609	33 904

(1) dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (Cf note 12). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 238 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2023 et en 2022 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 760	1 607
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	12 475
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	17 094
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	605	473
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	33 989	31 649
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	36 885	33 904
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	108,5 %	107,1 %

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2023.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 107,1 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2022.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 14 365 millions d'euros au 31 décembre 2023 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement,

et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023 (14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé	1 284	15	(137)	96	26	(46)	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	25	8	-	406
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 066	2	-	71	22	12	1 173
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 723	17	(137)	192	56	(34)	2 817
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 296	-	(659)	753	231	(1 344)	10 277
Provisions pour derniers cœurs	1 129	-	-	61	23	58	1 271
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 425	-	(659)	814	254	(1 286)	11 548
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	15 148	17	(796)	1 006	310	(1 320)	14 365

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 24* (IP 24), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2023 et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés

(incluant les coûts directement liés aux prix de marchés, en baisse depuis l'IP 23), entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (664) millions d'euros ;

- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 20 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (406) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2026 (précédemment en 2024), conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (245) millions d'euros.

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 82 millions d'euros au 31 décembre 2023 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2023.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « *Integrated Plan* » (IP). Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*). L'IP23 et l'IP24 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2022 et en décembre 2023.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2023		31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 790	1 238	3 695	1 284
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 071	406	1 867	373
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 784	1 173	5 158	1 066
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	11 645	2 817	10 720	2 723

(1) Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction, ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

(en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	20 459	10 195	20 875	11 206

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,1 % au 31 décembre 2023 (2,9 % au 31 décembre 2022).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribuée à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. A ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 352 millions d'euros au 31 décembre 2023 (377 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 298 millions d'euros au 31 décembre 2023 (253 millions d'euros au 31 décembre 2022). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique correspondent à des provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, les provisions nucléaires en Belgique prennent en compte une augmentation de 367 millions d'euros traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord définitif signé par Engie avec l'État belge le 13 décembre 2023 sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - > le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - > la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - > le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - > les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
 - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant réforme des retraites, prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...) (voir note 16.1.2, pour plus de précisions sur cette réforme et ses effets sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2023).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG (y compris aux inactifs recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023). Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

6.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)

	31/12/2023	31/12/2022
Provisions pour avantages du personnel – part courante	665	790
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	15 895	16 231
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	16 560	17 021

16.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2022	26 054	6 401	775	33 230
Charge nette de l'exercice 2023	1 850	222	54	2 126
Écarts actuariels	(509)	470	30	(9)
Cotisations salariales	-	1	-	1
Prestations versées	(1 208)	(315)	(39)	(1 562)
Mouvements de périmètre	-	-	6	6
Écarts de conversion	-	134	(2)	132
Autres variations	-	-	(2)	(2)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2023	26 187	6 913	822	33 922

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2022	(9 398)	(7 039)	(447)	(16 884)
Charge nette de l'exercice 2023	(357)	(336)	(15)	(708)
Écarts actuariels	(652)	259	(11)	(404)
Cotisations versées aux fonds	(35)	(78)	(20)	(133)
Cotisations salariales	-	(1)	-	(1)
Prestations versées	441	315	16	772
Écarts de conversion	-	(153)	8	(145)
Mouvements de périmètre	-	-	(3)	(3)
Autres variations	-	-	2	2
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2023	(10 001)	(7 033)	(470)	(17 504)

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2022⁽²⁾	16 656	(638)	328	16 346
Charge nette de l'exercice 2023	1 493	(114)	39	1 418
Écarts actuariels	(1 161)	729	19	(413)
Cotisations versées aux fonds	(35)	(78)	(20)	(133)
Prestations versées	(767)	-	(23)	(790)
Mouvement de périmètre	-	-	3	3
Écarts de conversion	-	(19)	6	(13)
Autres variations	-	-	-	-
PASSIF NET AU 31/12/2023	16 186	(120)	352	16 418
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				16 560
Actifs financiers non courants ⁽²⁾				(142)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2022 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 17 021 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (675) millions d'euros soit un passif net de 16 346 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élèvent à (9) millions d'euros :

- dont (509) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour 2 037 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (1 165) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour (1 382) millions d'euros ; et
- dont 470 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour 306 millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (119) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 284 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2022 s'élevaient à (12 789) millions d'euros :

- dont (9 260) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (16 997) millions d'euros,
 - la variation des hypothèses démographiques pour (145) millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour 5 045 millions d'euros,
 - l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de janvier 2023 pour 2 276 millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour 561 millions d'euros ; et
- dont (3 386) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (4 475) millions d'euros et les écarts d'expérience pour 1 257 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2023

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2023 s'élèvent à (404) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de (652) millions d'euros en France (soit une surperformance de 6,9 % au-delà du rendement attendu des fonds) due à la baisse des taux en fin d'exercice et à la bonne performance des marchés actions et de 259 millions d'euros au Royaume-Uni, due à un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation.

Passif net au 31 décembre 2023

Le passif net au 31 décembre 2023 s'élève à 16 418 millions d'euros :

- dont 16 186 millions d'euros en France ;
- dont (120) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 134 millions d'euros contre 638 millions d'euros au 31 décembre 2022. Ce surplus, dont la baisse est principalement due à la baisse des taux obligataires des sociétés privées au Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2022, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

16.1.2 Réforme des retraites

La loi 2023-270 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2023, promulguée le 14 avril 2023, est venue modifier le régime général des retraites en France. Ses principales mesures concernent le recul progressif de l'âge légal de départ à la retraite de 62 à 64 ans et l'augmentation de la durée de cotisation requise pour bénéficier d'une retraite à taux plein.

Pour les salariés affiliés au régime spécial des Industries Electriques et Gazières (IEG), le décret d'application au régime IEG n°2023-692 a été publié le 28 juillet 2023. Les mesures paramétriques précisées dans ce décret seront applicables à partir du 1^{er} janvier 2025 et à compter de la génération 1963 (au lieu du 1^{er} septembre 2023 pour les mesures de la loi applicables aux salariés relevant du régime général, qui impactent la génération 1961).

La loi prévoit également la fermeture du régime spécial de retraite des IEG, pour les agents qui ont été recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. A noter que ces salariés ont vocation à bénéficier des dispositions réglementaires et conventionnelles, ainsi que des autres avantages associés au statut des IEG (tarif agent, droits familiaux, ...). Seul leur régime de retraite diffère.

Enfin, considérant la réforme des retraites de 2023 promulguée le 14 avril 2023, l'accord national interprofessionnel (ANI) du 5 octobre 2023 prend en compte les conséquences de cette réforme pour le régime complémentaire AGIRC-ARRCO en supprimant le bonus/malus temporaire de 10 %. Ce bonus/malus s'appliquait sur les pensions AGIRC-ARRCO en cas de départ en retraite après/avant l'atteinte du taux plein (coefficients de solidarité ou majorants). La suppression de la compensation de ce bonus/malus supportée jusque-là par le régime spécial des IEG a une incidence favorable sur le montant des engagements provisionnés dans les comptes du Groupe en 2023 au regard du mécanisme de l'adossement.

En accord avec les principes de la norme IAS 19, l'ensemble des impacts liés à la réforme, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés en résultant s'élève à 338 millions d'euros et a été comptabilisé en charges au compte de résultat de l'exercice 2023 (autres produits et charges d'exploitation, voir note 7).

16.1.3 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,40 %	3,90 %	4,50 %	4,75 %
Taux d'inflation	2,00 %	2,30 %	2,90 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	3,10 %	3,70 %	2,75 %	2,65 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement réel des actifs est comptabilisé en écarts actuariels en capitaux propres.

(2) Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,40 % au 31 décembre 2023 (3,90 % au 31 décembre 2022). La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée fin 2023.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 2,00 % au 31 décembre 2023 (2,30 % au 31 décembre 2022).

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2023	
	 France	 Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 091) / 1 172	(278) / 290
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 146 / (1 071)	270 / (259)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 180 / (1 108)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.4 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2023			
	 France	 Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(402)	(16)	(18)	(436)
Coût des services passés	(338)	92	(5)	(251)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(102)	-	-	(102)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(842)	76	(23)	(789)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(651)	38	(16)	(629)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 493)	114	(39)	(1 418)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	509	(470)	(30)	9
Écarts actuariels sur actifs de couverture	652	(259)	11	404
Écarts actuariels	1 161	(729)	(19)	413
Écarts de conversion	-	19	(6)	13
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 161	(710)	(25)	426

(en millions d'euros)	2022			
	 France	 Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(779)	(32)	(52)	(863)
Coût des services passés	-	-	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	131	-	-	131
Charges nettes en résultat d'exploitation	(648)	(32)	(54)	(734)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(462)	(190)	(11)	(663)
Produit sur les actifs de couverture	171	242	6	419
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(291)	52	(5)	(244)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(939)	20	(59)	(978)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	9 260	3 386	143	12 789
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(3 737)	(5 505)	(53)	(9 295)
Écarts actuariels	5 523	(2 119)	90	3 494
Écarts de conversion	-	(79)	13	(66)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	5 523	(2 198)	103	3 428

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2023	2022
Variation liée aux écarts d'expérience	1 308	(767)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	145
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(901)	10 013
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	407	9 391
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	509	9 260
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(102)	131

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Participants en activité	12 673	12 831
Retraités	13 514	13 223
TOTAL ENGAGEMENTS	26 187	26 054

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2023	24 727	(10 001)	14 726
Dont :			
Retraites	19 667	(9 367) ⁽¹⁾	10 300
Avantage en nature énergie	2 968	-	2 968
Indemnités de fin de carrière	781	(619)	162
Autres	1 311	(15)	1 296
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2023	1 460	-	1 460
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 214	-	1 214
Médailles du travail	221	-	221
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2023	26 187	(10 001)	16 186

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2023).

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	24 650	(9 398)	15 252
Dont :			
Retraites	19 564	(8 827) ⁽¹⁾	10 737
Avantage en nature énergie	3 129	-	3 129
Indemnités de fin de carrière	754	(557)	197
Autres	1 203	(14)	1 189
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2022	1 404	-	1 404
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	-	1 191
Médailles du travail	188	-	188
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2022	26 054	(9 398)	16 656

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 49 % au 31 décembre 2022).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023 (9 398 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 67 % dans une poche d'adossment visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DE COUVERTURE	10 001	9 398
Actifs pour régime spécial de retraite	9 367	8 827
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	67%	65 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	33 %
Biens immobiliers	2 %	2 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	619	557
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	59 %	69 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	41 %	31 %
Autres actifs de couverture	15	14

Au 31 décembre 2023, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2023, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2022.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 11,1% en 2023.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 078	1 061
D'un à cinq ans	4 572	4 118
De cinq à dix ans	5 647	4 330
À plus de dix ans	48 132	16 678
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	59 429	26 187

Au 31 décembre 2023, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Participants en activité	2 916	2 603
Retraités	3 997	3 798
TOTAL ENGAGEMENTS	6 913	6 401

16.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les trustees et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
ACTIFS DE COUVERTURE	7 033	7 039
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	5 %	0 %
Instruments de créances cotés (obligations)	91 %	62 %
Biens immobiliers	9 %	10 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	3 %
Autres (dont <i>private equity</i>) ⁽¹⁾	-9 %	25 %

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2023, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 79 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	261	255
D'un à cinq ans	1 115	968
De cinq à dix ans	1 572	1 107
À plus de dix ans	11 654	4 583
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	14 602	6 913

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 17 ans au 31 décembre 2023.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023			31/12/2022		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	116	1 943	2 059	127	2 006	2 133
Autres provisions	17.2	3 175	2 935	6 110	3 885	2 665	6 550
AUTRES PROVISIONS		3 291	4 878	8 169	4 012	4 671	8 683

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition des autres provisions pour déconstruction par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
31/12/2023	1 017	48	127	430	437	2 059
31/12/2022	987	108	192	418	428	2 133

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2023 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 millions d'euros de provisions concernant des Installations

Nucléaires de Base en France (112 millions d'euros pour Framatome et 42 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 104 millions d'euros pour Framatome et 60 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 93 % pour Framatome et de 142 % pour Cyclife France. S'agissant de Framatome, un plan est en cours d'élaboration conformément au décret 2020-830 du 1^{er} juillet 2020 pour viser un taux de couverture d'au moins 100 % dans un délai inférieur à 5 ans.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2023
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	605	70	(45)	-	-	8	638
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	49	5	(21)	(7)	-	4	30
Provisions pour litiges	321	122	(114)	(98)	-	2	233
Provisions pour contrats onéreux	638	167	(134)	-	11	(6)	676
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 926	2 112	(2 350)	-	-	19	1 707
Autres provisions pour risques et charges	3 011	2 408	(2 641)	(89)	3	134	2 826
TOTAL	6 550	4 884	(5 305)	(194)	14	161	6 110

(1) Les autres mouvements correspondent principalement à la remise en état d'un terrain loué.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée

immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.4, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Au 31 décembre 2023 une provision de 1 176 millions d'euros (1 117 millions d'euros en 2022) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de **certificats d'énergie renouvelable** à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQUE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2023, le volume des émissions s'élève à 14 millions de tonnes (18 millions de tonnes pour l'année 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 531 millions d'euros au 31 décembre 2023 (799 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le Groupe a restitué en 2023, 18 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2022 (17 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions réalisées en 2021).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2023, le volume des émissions d'EDF Energy s'élève à 4 000 tonnes (0,1 million de tonnes pour 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 0,4 million d'euros au 31 décembre 2023 (9 millions d'euros au 31 décembre 2022).

EDF Energy a restitué en 2023, 0,1 million de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2022 (2 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Autres provisions pour risques et charges

Au 31 décembre 2022, une provision pour charges à hauteur de 854 millions d'euros avait été enregistrée au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026. Sur le 1^{er} semestre 2023, il a été procédé à la comptabilisation d'une dotation complémentaire de 1 026 millions d'euros au titre des négociations en cours sur ce contrat, pour atteindre 1 880 millions d'euros à fin juin 2023. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano recyclage sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage, a donné lieu à une reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros, ainsi que la comptabilisation d'une dotation aux provisions pour gestion des combustibles usés de 2 216 millions au titre de la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges antérieurement comptabilisée (voir note 15.1.1.1).

Ces provisions couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

17.3 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2023 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme.

À l'issue des différents jugements et procédures, le Conseil d'État a confirmé définitivement leur non-déductibilité par un arrêt du 31 mars 2023. La Société avait tiré, dès 2020, les conséquences comptables et financières d'une première décision du Conseil d'État dans le même sens dans ses comptes.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a, par ailleurs, remis en cause la déductibilité fiscale d'autres provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a fait appel de la partie défavorable de la décision à l'entreprise de la décision et a décaissé 297 millions d'euros en 2022. Par ailleurs, le Ministre a fait appel de la partie favorable.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

17.3.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV), l'adoption du décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire ») suspendant la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois pour tous les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 et l'adoption d'un nouvel arrêté tarifaire le 4 mars 2011 baissant significativement le prix de rachat PV, a eu pour effet de générer un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi jusqu'en 2015.

A la suite de la décision de la Cour de justice de l'Union européenne du 15 mars 2017 qui a considéré que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituaient une aide d'État illégale, les juridictions nationales, dont la Cour de cassation (arrêt du 18 septembre 2019) ont toutes tiré les conséquences de cette illégalité en considérant le préjudice des producteurs comme n'étant pas repérable car établi sur la base de textes eux-mêmes illégaux.

A ce jour, les tribunaux administratifs, cours administratives d'appel et le Conseil d'Etat (dans plusieurs arrêts rendus le 27 octobre 2023) ont rejeté les recours des producteurs.

Une vingtaine d'assignations sont toujours pendantes devant les juridictions.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles, EDF et Enedis avaient souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ayant opposé un refus de garantie, Enedis et EDF les ont assigné en avril 2017 en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Une audience de procédure s'est tenue le 24 janvier 2024.

17.3.4 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées à ce jour par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'Appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le

liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Une nouvelle déclaration de saisine a été déposée par EDF devant la Cour d'appel. EDF a de nouveau fait appel et une nouvelle audience devant une nouvelle formation de la Cour d'appel est prévue le 26 février 2024.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,9 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,8 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,7 million d'euros et 2,4 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Un jugement du Tribunal de commerce du 27 mars 2023 a confirmé le désistement de la société Plüm du contentieux contre EDF. En outre, le 24 mai 2023, le Tribunal de commerce a débouté Arcelor Mittal de ses demandes. Un certificat de non-appel a été obtenu le 8 novembre 2023. Ces deux contentieux sont clos.

Le 16 janvier 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond dans le dossier Vattenfall condamnant EDF à verser à cette société 5 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF dispose d'un mois pour faire appel à compter de la signification du jugement.

17.3.5 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023 a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Une provision est enregistrée à ce titre au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros (voir note 17.2). Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique sur une base 50/50.

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Parmi les sites pour lesquels Edison et ENI ont conclu l'accord décrit ci-dessus, il y a le site industriel de Mantoue pour lequel certains litiges administratifs et pénaux sont en cours, dont la description est rapportée ci-dessous.

Mantoue – Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'Etat d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours et la première audience est prévue le 14 février 2024.

L'usine pétrochimique de Mantoue – dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 – a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels à la suite de l'arrêt du Conseil d'Etat susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1^{er} avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénales, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

Procédures administratives

La province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics.

Arbitrage

En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.

Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a fait appel du jugement devant la Cour de cassation et la date de l'audience n'a pas encore été fixée.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. Une audience a eu lieu en

septembre 2023 et la décision du Tribunal est attendue entre fin 2024 et début 2025.

Deux procédures civiles :

- le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours avec la phase d'instruction probatoire ;
- en 2023, une action en justice similaire a été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. Les débats en sont à leur phase introductive.

Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

À ce jour, en contradiction avec ses obligations contractuelles, Venture Global n'a toujours pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et a plutôt choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme.

En réponse à cette décision, en mai 2023, Edison a engagé un arbitrage contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le tribunal arbitral est fixée à octobre 2024.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2022 le groupe EDF faisait l'objet de trois procédures (réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence.

À la suite d'une saisine d'office en date du 4 novembre 2019 concernant la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur visant EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques et EDEV, l'ADLC a prononcé par décision en date du 7 décembre 2023, un non-lieu sur l'ensemble du dossier.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les autres procédures.

17.3.7 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours juridique notamment sur la possibilité de mettre en place un prélèvement antérieurement au 1^{er} décembre 2022. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 5.4). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

17.3.8 Contentieux E-Pango

La société E-pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et ENEDIS devant le Tribunal de Commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Equilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

Compte tenu du peu d'arguments (et de leur faiblesse) développés par E-Pango à l'encontre d'EDF, les chances de voir EDF écartée de toute responsabilité sont jugées importantes.

L'affaire a été renvoyée au 12 février 2024.

Note 18 Actifs et passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

DÉCOMPTABILISATION DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte de résultat.

18.1 Actifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers sont comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR CAPITAUX PROPRES RECYCLABLES OU NON RECYCLABLES

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêt, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;

- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

MODÈLE DE DÉPRÉCIATION

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *Investment Grade* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 014	5 894	23 908	17 014	4 982	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	30	268	298	36	207	243
Titres en juste valeur en résultat	1 845	25 629	27 474	1 409	23 490	24 899
Titres de dettes ou de capitaux propres	19 889	31 791	51 680	18 459	28 679	47 138
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	14 519	-	14 519	30 566	-	30 566
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	2 654	3 512	6 166	6 903	5 376	12 279
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 380	13 024	15 404	2 105	14 457	16 562
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	39 442	48 327	87 769	58 033	48 512	106 545

(1) Dont dépréciation pour (353) millions d'euros au 31 décembre 2023 ((386) millions d'euros au 31 décembre 2022).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((16) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse des volumes contractés.

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs selon l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés

obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;

- actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »). Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 115 millions d'euros au 31 décembre 2022).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 522	-	24 888	30 410	27 369
Actifs liquides	18 304	-	1 773	20 077	18 507
Autres actifs ⁽¹⁾	82	298	813	1 193	1 262
TOTAL	23 908	298	27 474	51 680	47 138

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 996	1 349	889	(72)	(153)	(101)	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	243	18	44	(19)	-	12	298
Titres en juste valeur en résultat	24 899	364	2 164	61	(8)	(6)	27 474
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	47 138	1 731	3 097	(30)	(161)	(95)	51 680

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2023			2022		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	319	-	(112)	(1 081)	-	(206)
Actifs liquides	525	-	(14)	(850)	-	(65)
Autres titres	-	46	-	-	(16)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	844	46	(126)	(1 931)	(16)	(271)

(1) +/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable concernent principalement EDF pour 970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023 et pour (1 660) millions d'euros dont (875) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2022.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2023.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Créances à recevoir du NLF	13 104	14 000
Autres prêts et créances financières	2 300	2 562
PRETS ET CREANCES FINANCIÈRES	15 404	16 562

Au 31 décembre 2023, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique

au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023 (14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;

- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - > le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 134 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 658 millions d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 16.1.1),
 - > le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 298 millions d'euros au 31 décembre 2023 (253 millions d'euros au 31 décembre 2022) qui, dans les comptes de Luminus,

sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,

- > des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 823 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2022	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2023
Prêts et créances financières	16 562	(461)	933	(45)	296	(1 881)	15 404

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Disponibilités	8 861	10 261
Équivalents de trésorerie	1 914	687
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	10 775	10 948

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 369 millions d'euros au 31 décembre 2023 (566 millions d'euros au 31 décembre 2022) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 769	18 878	86 647	67 340	28 713	96 053
Dérivés de transaction – Juste valeur négative ⁽¹⁾	-	14 418	14 418	-	28 884	28 884
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	1 955	4 807	6 762	3 718	14 247	17 965
PASSIFS FINANCIERS	69 724	38 103	107 827	71 058	71 844	142 902

(1) Voir note 18.7.

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((14,5) milliards d'euros) s'explique par la baisse des prix observée sur le marché des commodités sur l'exercice 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse des volumes contractés.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2022	45 150	20 278	25 115	4 269	1 241	96 053
Augmentations	8 029	1 498	2 419	704	395	13 045
Diminutions	(2 003)	(3 567)	(15 489)	(752)	(110)	(21 921)
Écarts de conversion	66	(56)	19	(8)	(61)	(40)
Mouvements de périmètre	-	204	(11)	(1)	2	194
Variations de juste valeur	231	(24)	(37)	-	-	170
Autres mouvements ⁽¹⁾	(2 390)	(20)	1 431	106	19	(854)
SOLDES AU 31/12/2023	49 083	18 313	13 447	4 318	1 486	86 647

(1) Les autres mouvements comprennent le reclassement en Autres dettes financières des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 1 369 millions d'euros dont 546 millions d'euros qui feront l'objet d'un remboursement à la Première Date d'Appel le 22 janvier 2024 (voir note 14.3).

En 2023, EDF a lancé l'émission d'environ 8 milliards d'euros d'**obligations senior** sur divers marchés, notamment :

- le 19 janvier 2023 d'obligations senior en 4 tranches pour 2 milliards d'euros et 950 millions de livres sterling ;
- le 17 mai 2023 d'obligations senior en 5 tranches pour 3 milliards de dollars US et 500 millions de dollars canadiens ;
- le 28 novembre 2023 d'obligations seniors vertes pour 1,0 milliard d'euros (voir note 18.3.2.2).

EDF a remboursé en mars 2023 des obligations senior pour 2,0 milliards d'euros.

Les principales opérations réalisées en 2023 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives aux tirages de lignes de crédit pour 1,0 milliard d'euros (dont 0,9 milliard d'euros sur 4 lignes de crédit bilatérales conclues en 2023 et 0,1 milliard d'euros sur une ligne de crédit conclue en 2022) et au remboursement de plusieurs lignes de crédit bilatérales pour 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2023, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 4 986 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 3 544 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2023
Émissions d'emprunts	8 029	1 498	2 419	-	1	11 947
Remboursements d'emprunts	(2 003)	(3 567)	(15 489)	(752)	99	(21 712)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2023, les principaux emprunts (hors *green bonds*) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	EDF	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,6 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2023, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

(1) Date de réception des fonds.

Le 8 septembre 2020, EDF avait réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (**OCEANES Vertes**) de 2 400 millions d'euros à 0 %.

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/ d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1).

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des 80 298 OCEANES restantes, non présentées à l'offre, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access (voir note 14.4).

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 911	1 498	12 687	703	1 079	18 878
Entre un et cinq ans	10 888	14 860	480	2 006	119	28 353
À plus de cinq ans	35 284	1 955	280	1 609	288	39 416
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2023	49 083	18 313	13 447	4 318	1 486	86 647

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 089	825	2 329	1 935	4 844

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	31/12/2023					
	Structure initiale de la dette		Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts libellés en euro (EUR)	51 346	59 %	12 811	64 157	74 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 860	24 %	(16 634)	4 226	5 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 849	12 %	5 989	15 838	18 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	5 %	(2 166)	2 426	3 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %	

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	62 269	65 %	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	21 465	22 %	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	8 149	9 %	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	4 %	(1 260)	2 910	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100 %	-	96 053	100 %

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	31/12/2023				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	67 531	78 %	(16 197)	51 334	59 %
Emprunts à taux variable	19 116	22 %	16 197	35 313	41 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	69 748	73 %	(13 784)	55 964	58 %
Emprunts à taux variable	26 305	27 %	13 784	40 089	42 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100 %	-	96 053	100 %

Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type "SPV") détenus par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Onze emprunts d'un montant total de 2 330 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2023 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2023, EDF a signé deux lignes de crédit pour un montant de 900 millions d'euros. Par ailleurs, une ligne est arrivée à échéance pour un montant de 300 millions d'euros.

En outre, Edison a contractualisé une ligne de crédit de 1 milliard d'euros auprès d'un pool de banques, qui est assortie d'une garantie de l'agence nationale de crédit à l'exportation (SACE) à 70 % de son montant.

Au 31 décembre 2023, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 15 842 millions d'euros (14 051 millions d'euros au 31 décembre 2022) incluant 11 175 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	15 842	4 842	10 971	29	14 051

18.5 Juste valeur des instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 527	2 527	-	2 020	507
Titres de dettes	49 153	49 153	6 599	42 400	154
Dérivés de couverture	6 166	6 166	14	6 152	-
Dérivés de transaction	14 519	14 519	477	11 851	2 191
Equivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	74 279	74 279	7 151	64 276	2 852
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	15 404	15 404	-	15 404	-
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	21 180	21 180	524	19 646	1 010
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	86 647	84 736	-	84 736	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 597	2 597	-	2 093	504
Titres de dettes	44 541	44 541	2 849	41 542	150
Dérivés de couverture	12 279	12 279	188	12 091	-
Dérivés de transaction	30 566	30 566	882	28 378	1 306
Équivalents de trésorerie	687	687	64	623	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	90 670	90 670	3 983	84 727	1 960
Créances à recevoir du NLF	14 000	14 000	-	14 000	-
Autres prêts et créances financières	2 562	2 562	-	2 562	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 562	16 562	-	16 562	-
Dérivés de couverture	17 965	17 965	9	17 913	43
Dérivés de transaction	28 884	28 884	773	27 447	664
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	46 849	46 849	782	45 360	707
Emprunts et dettes financières	96 053	93 264	-	93 264	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	96 053	93 264	-	93 264	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées dans la section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2023.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps*, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

DÉRIVÉS EXCLUS DU CHAMP D'APPLICATION IFRS 9 : CONTRATS DITS « OWN USE ».

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

ÉVALUATION ET COMPTABILISATION DES DÉRIVÉS

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

TYPLOGIES DE COUVERTURES

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*)

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue *via* les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 166	12 279
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(6 762)	(17 965)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	14 519	30 566
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(14 418)	(28 884)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		101	1 682

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	997	1 138
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	795	1 638
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(2 388)	(8 462)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(4)	(28)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(72)	(217)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	177	1 927
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		101	1 682

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(1 006)	(1 385)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 385	3 409
Sous-total	19.2	1 379	2 024
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		220	(1 091)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(2 478)	(6 959)
Sous-total		(2 258)	(8 050)
Couverture de situations nettes à l'étranger		191	173
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		57	93
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	35	74
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(596)	(5 686)

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/

variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2023				Notionnel au 31/12/2022	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2023	31/12/2022
Achats de CAP	6	27	28	61	73	7	10
Opérations sur taux d'intérêts	6	27	28	61	73	7	10
Payeur fixe/receveur variable	2 197	4 890	6 293	13 380	11 278	1 448	1 807
Payeur variable/receveur fixe	915	6 584	17 260	24 759	22 047	(1 176)	(1 713)
Variable/variable	-	526	3 154	3 680	2 670	79	76
Fixe/fixe	525	4 806	5 497	10 828	9 192	639	958
Swaps de taux	3 637	16 806	32 204	52 647	45 187	990	1 128
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 643	16 833	32 232	52 708	45 260	997	1 138
Achats d'options	-	-	520	520	552	(11)	(22)
Swaps de taux	195	76	2 113	2 384	9 549	7	(6)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	195	76	2 633	2 904	10 101	(4)	(28)

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;

- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2023
Change à terme	4 644	639	-	5 283	4 641	629	-	5 270	10
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Options	3 371	-	-	3 371	3 426	-	-	3 426	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	40 061	12 559	15 030	67 650	39 840	12 421	14 665	66 926	795
Change à terme	5 854	3 310	-	9 164	5 815	3 275	-	9 090	54
Swaps	21 767	4 666	2 012	28 445	21 879	4 697	2 018	28 594	(126)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	27 621	7 976	2 012	37 609	27 694	7 972	2 018	37 684	(72)

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2022				Notionnel à livrer au 31/12/2022				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2022
Change à terme	4 451	1 010	-	5 461	4 405	964	-	5 369	87
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 632	25 257	8 992	14 720	48 969	1 531
Options	-	1 693	-	1 693	-	1 828	-	1 828	20
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	30 133	12 006	15 647	57 786	29 662	11 784	14 720	56 166	1 638
Change à terme	9 979	6 281	25	16 285	9 940	6 131	23	16 094	149
Swaps	22 274	7 457	231	29 962	22 484	7 694	225	30 403	(366)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	32 253	13 738	256	46 247	32 424	13 825	248	46 497	(217)

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2023				31/12/2022		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	8	9	-	17	(1 745)	16	(3 619)
Gaz	Millions de therms	420	230	-	650	(636)	273	(4 999)
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 005	640	-	6 645	-	12 044	96
CO ₂	Milliers de tonnes	1 680	682	-	2 362	(7)	4 136	60
Autres matières premières								
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES						(2 388)		(8 462)

Au 31 décembre 2023, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (2,4) milliards d'euros s'explique principalement par l'évolution du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité ainsi que par l'évolution des prix des commodités observée en 2023.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2023		31/12/2022	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(18)	1 213	(13)	(1 090)
Gaz	Millions de therms	(3 623)	(1 071)	(2 497)	2 990
Produits pétroliers	Milliers de barils	(746)	(73)	4 065	46
CO ₂	Milliers de tonnes	(4 429)	21	(1 417)	(28)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	83	(1)	15
Autres matières premières		-	4	-	(6)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			177		1 927

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2023			2022		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽⁴⁾	(202)	-	6	392	-	(1)
Couverture de change	(1 069)	(335)	12	2 653	598	92
Couverture d'investissement net à l'étranger	(107)	-	-	308	-	-
Couverture de matières premières	4 833	(3 066)	(8)	(9 002)	(3 131)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	3 455	(3 401)	10	(5 649)	(2 533)	89

(1) +/ () : augmentation/ (diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/ () : augmentation/ (diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

(4) Au 31 décembre 2023, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour (126) millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +6 856 millions d'euros en 2023 (et de (3 116) millions d'euros en 2022).

Elle s'explique en 2023 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (107) millions d'euros (montant de +308 millions d'euros en 2022), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +7 089 millions d'euros (montant de (3 579) millions d'euros en 2022) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency basis spread) sur les swaps de

taux et de devises (cross-currency swaps) pour un montant de (126) millions d'euros en 2023 – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2023 pour (3 066) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de gaz pour (1 974) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- d'électricité pour (1 034) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (58) millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32				
	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	20 685	9 618	17 835	(6 768)	11 067	(1 504)	(2 718)	6 845
Juste valeur des dérivés – passif	(21 180)	(8 554)	(19 394)	6 768	(12 626)	1 504	3 974	(7 148)

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32				
	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	42 845	4 493	76 159	(37 807)	38 352	(3 548)	(7 289)	27 515
Juste valeur des dérivés – passif	(46 849)	(5 533)	(79 123)	37 807	(41 316)	3 548	7 503	(30 265)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2023

		2023			
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					10 016
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾		(2 236)	577	6	(1 653)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(363)	100	-	(263)
Pertes de valeur		13 251	(2 238)	(2 763)	8 250
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.8.1 et 10.8.2	13 011	(2 230)	(2 762)	8 019
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	12.3	240	(8)	(1)	231
Autres éléments		2 955	(752)	(72)	2 131
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	2 944	(752)	(72)	2 120
- autres		11	-	-	11
RÉSULTAT NET COURANT					18 481

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

(2) Comprend essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour (12 871) millions d'euros

(3) En 2023, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement les actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique Fuzhou en Chine pour (79) millions d'euros, le projet Neart na Gaoithe (NNG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 18 481 millions d'euros à fin décembre 2023, en hausse de 31 143 millions d'euros par rapport à 2022.

Au 31 décembre 2022

		2022			Résultat net part du Groupe
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					(17 940)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾		3 160	(822)	(12)	2 326
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	849	(227)	-	622
Pertes de valeur		1 905	(132)	(478)	1 295
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.8.1 et 10.8.2	1 762	(121)	(478)	1 163
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	12.3	143	(11)	-	132
Autres éléments		858	181	(4)	1 035
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	687	(141)	(4)	542
- dont provisions sur risques financiers sur participation		187	-	-	187
- dont charges sur contentieux fiscaux		-	322	-	322
- autres		(16)	-	-	(16)
RÉSULTAT NET COURANT					(12 662)

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

(2) En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros, la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (129) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (120) millions d'euros.

(3) En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (139) millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des

actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Emprunts et dettes financières	18.3.2	86 647	96 053
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(1 379)	(2 024)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(10 775)	(10 948)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(20 077)	(18 507)
Dérivés de couvertures des actifs liquides	18.7.1	(35)	(74)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		54 381	64 500

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023 (contre 64 500 millions d'euros à fin décembre 2022).

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers

Introduction et contexte

En cohérence avec sa **raison d'être**, « **Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants** », le Groupe a défini 16 engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ils sont construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable et sont déclinés dans les métiers ainsi que dans les projets d'investissement à l'aide d'une grille d'évaluation.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont également pilotés et suivis par plusieurs instances de gouvernance, sous l'égide du Conseil d'administration (voir section 3.5.2 du Document d'Enregistrement Universel 2023 Instances de gouvernance de la RSE).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »**, s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de

l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaires et gaz publié le 2 février 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022. La note 20.4 mentionne le montant des CAPEX alignés avec la Taxonomie.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au climat et au développement durable, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO ₂ , CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux Certificats d'énergie renouvelables et aux Certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions et passifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; - aux dispositifs environnementaux ; - à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.8 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat - voir notes 20.4, 20.5 et 20.6	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % / 1990 pour l'Union européenne)⁽¹⁾.

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif *Fit for 55*, la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs rehaussant l'objectif de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

Le Groupe, après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO₂ entre 2017 et 2022, a pris de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, en fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen terme pour la décarbonation de son mix électrique (cf. communiqué de presse Groupe du 28 novembre 2023) :

- Dès 2025, une réduction de 60 % des émissions de son scope 1 par rapport à ses émissions de 2017 ;
- En 2030, une réduction de 70 % de son scope 1 et une intensité carbone de 30 gCO₂/kWh ;
- En 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO₂/kWh.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2023, le volume des émissions s'élève à 14 millions de tonnes (18 millions de tonnes pour l'année 2022).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 531 millions d'euros au 31 décembre 2023 (799 millions d'euros au 31 décembre 2022) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2023 18 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU - ETS réalisées en 2022 (17 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2023, le volume des émissions d'EDF Energy s'élève à 4 mille tonnes (0,1 million de tonnes pour 2022) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 0,4 million d'euros au 31 décembre 2023 (9 millions d'euros au 31 décembre 2022).

EDF Energy a restitué en 2023, 0,1 million de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2022 (2 millions de tonnes restituées en 2022 au titre des émissions 2021).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO₂

Les certificats d'émission acquis pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de sites de production d'énergies renouvelables à des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelables à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelables peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2023 une provision de 1 176 millions d'euros (1 117 millions d'euros en 2022) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelables à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

Traitement comptable applicable aux Certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts ».

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

Par ailleurs, une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économie d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

La 5^e période du dispositif qui a débuté le 1^{er} janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025, est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation et par des modifications réglementaires importantes pour les ménages au 1^{er} janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation performante des logements.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2023 la réalisation de 234 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

Traitement comptable des Certificats d'économie d'énergie

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économie d'énergie réalisés délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêt. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement, celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs),

les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers coeurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 15 pour EDF SA et EDF Energy.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2023, ces provisions s'élèvent à 1 707 millions d'euros (1 926 millions d'euros au 31 décembre 2022), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 17.3.5 qui font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier, les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lesquels le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat. Comme indiqué en note 10.8, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité et vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2028 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ cohérents avec les trajectoires de décarbonation de la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2023 intègrent les prix du CO₂ à 130 €/t pour 2022, 165 €/t pour 2030, 200 €/t pour 2040, 200 €/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023 (5 milliards d'euros au 31 décembre 2022) dont 3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,6 milliards d'euros en France et 1,0 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2022). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En France continentale, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC, charbon), d'une valeur nette comptable de 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023 (1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022) a représenté en 2023 environ 1,86 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard (prolongation imposée par l'État) et représente une valeur comptable nette de 0,1 milliard d'euros. Le décret du 14 septembre 2022 modifiant temporairement le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles mentionne qu'en contrepartie d'un allongement des heures de fonctionnement, un fonds carbone doit être créé. Ce fonds est destiné à remplir l'obligation de compensation des émissions de CO₂ d'EDF générée par les heures de fonctionnement supplémentaires des tranches charbon de Cordemais et des TAC à hauteur de 40 €/t CO₂ pour les deux hivers prochains.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,1 milliard d'euros et dont la fin de durée d'exploitation s'étend de 2036 à fin 2041.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023 (1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (conversion de la centrale de Port Est à la biomasse liquide le 4 décembre 2023).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). Le projet de construction de la nouvelle centrale CCGT à Seraing, a été sélectionné dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) et sera de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en juillet 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en novembre 2023, la centrale *greenfield* de 760 MW de Presenano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,4 milliard d'euros, ces deux usines en représentant environ 65 % et leur durée d'exploitation étant actuellement prévue pour 25 ans. Les autres centrales CCG ont, à date, une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à onze émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 11,3 milliards d'euros. Neuf émissions pour 7,5 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2023 (voir note 18.3.2.2). Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Bond Framework*) couvre les projets d'investissements éoliens et solaires, de rénovation et de modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, des projets d'efficacité énergétique et des projets de préservation de la biodiversité.

En juillet 2022, il a été renommé *Green Financing Framework*, car il couvre l'intégralité des financements « verts » d'EDF. De plus, son champ d'application s'est élargi avec l'ajout de deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. Les projets éligibles respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et sa première obligation « verte » dédiée au financement du parc nucléaire existant, le 28 novembre 2023 pour un montant de 1 milliard d'euros.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2023). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 Social bonds (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans le *Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond Framework* aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêt bilatéral vert

Le 18 novembre 2022, EDF a signé un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros en cohérence avec le *Green Financing Framework* d'EDF avec CACIB. Il s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. Ses fonds seront dédiés au financement de la maintenance du parc permettant la poursuite d'une production d'électricité très faiblement carbonée, à savoir 4 g équivalent CO₂ par kWh sur le cycle de vie⁽¹⁾.

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Le groupe EDF dispose de 23 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué « vert » de 4 milliards d'euros avec plus de 20 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux ;
- un crédit renouvelable « social » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de quatre KPI axés sur une transition juste et inclusive d'EDF ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2023, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères ESG non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent plus de 11,2 milliards d'euros, soit 71 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2023, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf>

20.4 Investissements décarbonés

En 2023, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 21,4 milliards d'euros (19,2 milliards d'euros en 2022) composé pour 21 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (18,3 milliards d'euros en 2022) (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,4 milliard d'investissements financiers bruts (0,9 milliard d'euros en 2022).

En 2023, près de 95 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2022), dont 53 % d'investissements dans le secteur nucléaire (50 % en 2022). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2023 sont de 64 % (contre 66 % au 31 décembre 2022), incluant notamment les investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien), les installations hydrauliques et dans certains services énergétiques.

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (36,9 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2023), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

En 2023, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps.

En ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en incitant ses partenaires et le management des actifs détenus en direct à mettre en place un bilan carbone, à définir des objectifs de « zéro émission nette » d'ici à 2050 et des plans d'actions pour y parvenir, ainsi qu'à engager une revue des risques climatiques.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2023, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 706 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 512 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison.

En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, le Chantier Thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer pour chaque parc thermique du Groupe une stratégie de décarbonation des actifs existants et de développement pour les nouveaux actifs décarbonés avec une feuille de route pour garantir la mise à disposition de tels moyens de production thermique décarbonés au moment voulu, et donc la maîtrise des technologies et compétences afférentes. Dans ce cadre l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030, 2035 et 2050 du Groupe.

20.5.2 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- **dépenses capitalisées** dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents ...) ;
- passifs environnementaux et dotations aux **provisions pour risques environnementaux** dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les **dépenses de fonctionnement** des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le Groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la récréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2023 plus de 70 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 107 millions d'euros (subventions incluses). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

20.5.3 Dépenses pour l'adaptation des actifs du Groupe aux changements climatiques

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment réglementaires ou en lien avec des prescriptions de l'autorité de sûreté, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;

- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

20.6 Mobilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs climatiques

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe se fonde également sur des critères financiers et des critères RSE. Les critères RSE peuvent représenter jusqu'à 15 % de la rémunération variable des cadres dirigeants, et se composent d'un critère climat (basé sur l'intensité carbone) et de deux critères sociaux (Le LTIR global et l'indice d'engagement).

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants est également basée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE, à savoir : notation obtenue auprès de l'agence CDP (climat et eau) ainsi que le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent 20 % de cette rémunération variable.

Électrification de la flotte de véhicules

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. A fin 2023, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 47 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 29,3 % (plus de 13 700 véhicules électriques, soit plus de 3 400 véhicules électriques de plus qu'à fin 2022). A travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2022, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente, pour leurs flottes respectives, 10 % des critères d'intéressement d'EDF SA et d'Enedis.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2023. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	64 201	61 990
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	17 605	16 900
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 043	6 345
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		87 849	85 235

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	43 548	43 863
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	20 103	17 456
Engagements de location en tant que preneur	550	671
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	64 201	61 990

(1) Hors achats de gaz et services associés.

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2023, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2023				31/12/2022
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	29 142	4 396	8 715	6 407	9 624	30 085
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	390	115	177	98	-	362
Achats de combustible nucléaire	14 016	1 755	5 858	4 648	1 755	13 416
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	43 548	6 266	14 750	11 153	11 379	43 863

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2023 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année est due principalement à une baisse des prix de l'électricité projetés compensée partiellement par une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF Energy du fait de nouveaux contrats.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2023 (50 TWh pour 2022), dont 5 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2022), 23 TWh au titre de l'éolien (22 TWh pour 2022), 14 TWh au titre du photovoltaïque (13 TWh pour 2022) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2022).

21.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités.

21.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

21.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2023, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	112	12	46	54	124
EDF	52	2	11	39	56

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 4 et 21 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 17.3.5).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel),

depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 17.2).

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2023, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	11 805	4 064	4 411	3 330	9 648
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	8 116	4 674	2 692	750	7 611
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	182	71	94	17	197
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	20 103	8 809	7 197	4 097	17 456

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2023, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis).

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
EDF Renouvelables	4 912	3 252
Edison	2 228	2 373
EDF	1 413	1 314
Framatome	977	1 111
EDF Energy	847	622
Autres entités	1 428	976
TOTAL	11 805	9 648

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
EDF	3 294	3 399
Framatome	1 724	1 493
Enedis	1 029	896
EDF Renouvelables	673	450
EDF Energy	380	317
Autres entités	1 016	1 056
TOTAL	8 116	7 611

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2023, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	550	31	250	269	671

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2023 s'établit à 108 millions d'euros (83 millions d'euros au 31 décembre 2022) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires

de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2023 s'établit à 442 millions d'euros (588 millions d'euros au 31 décembre 2022) en baisse du fait notamment de la réception par Edison d'un navire de transport de GNL.

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2023, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 065	11 086	4 570	409	15 867
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 247	510	685	52	864
Autres engagements donnés liés aux investissements	293	256	35	2	169
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	17 605	11 852	5 290	463	16 900

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 161 millions d'euros au 31 décembre 2023 (183 millions d'euros au 31 décembre 2022).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
EDF	4 820	4 041
EDF Energy	4 662	5 179
Enedis	3 089	2 956
EDF Renouvelables	1 995	2 050
Framatome	572	666
Autres entités	927	975
TOTAL	16 065	15 867

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy (principalement engagements liés à HPC), Enedis et EDF Renouvelables (projets notamment aux États-Unis).

S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par une hausse des engagements d'EDF SA dans le cadre de la maintenance de son parc nucléaire, partiellement compensée par une baisse des engagements d'EDF Energy (avancement du projet HPC).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'engagement d'EDF SA d'investir dans les entrepôts logistiques de Nordic en Suède ainsi que dans l'opérateur de ferries Fjord1 en Norvège dans le cadre de la gestion des actifs dédiés à la sécurisation du financement de ses obligations nucléaires à long terme.

D'autres engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique : Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via

une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2026.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2023 la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

Par ailleurs, le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (voir note 3.1.3).

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2023 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia ainsi qu'une garantie donnée par Dalkia suite à la cession de sa filiale Suir.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2023 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 760	1 187	514	2 059	3 616
Garanties financières données	1 216	24	650	542	1 587
Autres engagements donnés liés au financement	1 067	998	51	18	1 142
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 043	2 209	1 215	2 619	6 345

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023 (2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

La diminution des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à la mainlevée chez EDF Renouvelables de la garantie financière en France sur le projet Offshore de Saint-Nazaire.

21.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	9 466	8 916
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	206	317
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽²⁾	21.2.3	13	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS		9 685	9 255

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2023 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	429	110	143	176	509
Engagements sur ventes d'exploitation	7 098	1 787	3 357	1 954	6 348
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 895	1 295	196	404	1 998
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	44	17	22	5	61
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 466	3 209	3 718	2 539	8 916

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2023, le Groupe bénéficie, à hauteur de 429 millions d'euros, d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des locations immobilières.

21.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

21.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

21.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022 (voir note 5.1.1).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	206	30	12	164	317

La diminution des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement est principalement liée à la cession par Dalkia de sa filiale SUIR.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2023				31/12/2022
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	13	2	11	-	22

Note 22 Parties liées

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Chiffre d'affaires	1 112	933	-	-	3 514	2 709	4 626	3 642
Achats d'énergie	4 218	2 279	2	2	2 893	2 895	7 113	5 176
Achats externes	11	13	7	7	126	206	144	226
Actifs financiers	180	135	-	-	-	-	180	135
Autres actifs	952	2 195	-	-	672	560	1 624	2 755
Autres passifs non financiers	1 495	441	1	1	754	558	2 250	1 000

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette CSPE.

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées, CTE (société détentrice de RTE) et Taishan, sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe, sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2023. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

22.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquifié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de gaz de pétrole liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offre des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia sont toujours en cours. La CRE examine actuellement les offres d'ENGIE en vue d'une attribution d'ici l'été 2024.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2023 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 14,6 millions d'euros en 2023 (12,5 millions d'euros en 2022). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5% détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 205 millions d'euros (voir note 14.5).

Début 2024, EDF a finalisé l'acquisition des participations dans Fjord1 et Nordic Logistic (voir note 15.1.2.3).

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2023 :

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
Sous-total	7 990	46,6	19 443	89,9	1 758	83,7
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽²⁾						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
Sous-total	9 151	53,4	2 176	10,1	343	16,3
TOTAL	17 141	100,0	21 620	100,0	2 101	100,0

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2022

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2022 :

(en milliers d'euros)	Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 928	14,2	3 022	26,7
Entités contrôlées ⁽¹⁾	15 464	75,2	6 531	57,7
Sous-total	18 392	89,4	9 553	84,4
Services autres que la certification des comptes (SACC)				
EDF	678	3,3	1 480	13
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 508	7,3	292	2,6
Sous-total	2 187	10,6	1 772	15,6
TOTAL	20 579	100	11 325	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2023 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2023, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 48 220 millions d'euros, dont 27 081 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 21 139 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. En particulier, elles prennent en compte, comme en 2022, les effets de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- Des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre et des incertitudes d'évaluation des coûts à venir selon leur base d'évaluation ;
- Des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs. (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 36 885 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 34 424 millions d'euros) au 31 décembre 2023.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- De la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- Des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2023, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 7 895 millions d'euros et de 111 887 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du groupe.

Les notes 1.3.4.4 et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés décrivent les méthodologies retenues pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur et les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés décrit également la manière dont les enjeux climatiques sont pris en compte dans les tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT. Ils sont réalisés chaque année pour les UGT ou groupes d'UGT comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond généralement, pour ces UGT ou groupes d'UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection de flux de trésorerie futurs actualisés. Ces tests ont donné lieu, comme indiqué dans la note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 13 011 millions d'euros en 2023, dont 11 151 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC) et 1 773 millions d'euros au titre du goodwill d'EDF Energy.

Nous avons considéré que l'évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation en France et au Royaume-Uni constitue un point clé de l'audit compte tenu :

- De leur importance au regard du bilan consolidé du groupe. Ils sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable respectivement de 5 031 millions d'euros et 86 092 millions d'euros ;
- De la sensibilité des évaluations retenues aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles notamment en termes d'évolution des politiques de décarbonation et d'efficacité énergétique et des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction ;
- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

Réponses apportées

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Examiner la détermination des UGT ou groupes d'UGT au niveau desquels les tests de dépréciation des goodwill et actifs incorporels et corporels sont réalisés ;
- Corroborer l'existence des indicateurs de perte de valeur ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécier le caractère approprié du modèle de valorisation avec l'aide de nos spécialistes internes en valorisation ;
- Vérifier, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondent à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par le Groupe, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- Examiner, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des experts de l'énergie et en vérifiant la cohérence avec les objectifs européens en matière de décarbonation ;
- S'agissant de l'actif nucléaire en cours de construction HPC, examiner le nouveau calendrier du projet et le coût de construction mis à jour. Nous avons notamment i) conduit des entretiens avec la direction du programme, les experts, l'audit interne et la Direction du groupe afin d'apprécier le processus mis en œuvre et de prendre connaissance des risques opérationnels identifiés ii) corroboré les hypothèses de coûts avec la documentation externe disponible comme, par exemple, l'avancement physique ou les contrats signés avec les fournisseurs ;
- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- Comparer la valeur des actifs testés avec les données issues de la comptabilité ;
- Contrôler l'exactitude arithmétique des tests de dépréciation.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.3.4.4, et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Evaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France

Notes 1.3.4.8 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 7 538 millions d'euros au 31 décembre 2023. Ils intègrent un montant de 6 190 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022.

Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêt dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2023, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du groupe de reconnaissance des impôts différés actifs.

Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bienfondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.

Réponses apportées

Nos travaux ont consisté principalement, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit, à :

- Étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration du budget 2024 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2025-2026 établi par la Direction et présenté au Conseil d'Administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ;
- Apprécier la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2027 ;
- Comparer les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ;
- Prendre connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ;
- Apprécier le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L.225-102-1 du code de commerce figure dans les informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L.823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2023, le cabinet KPMG SA était dans la 19ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 1ère année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à

des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité des risques et de l'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2024

Les commissaires aux comptes

KPMG SA

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

PricewaterhouseCoopers Audit

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

NOTE 1 Principes et méthodes comptables	497	NOTE 16 Immobilisations financières	519
1.1 Référentiel comptable	497	16.1 Variations des immobilisations financières	520
1.2 Jugements et estimations de la direction	497	16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %	521
NOTE 2 Événements et transactions significatifs	498	16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %	522
2.1 Développements dans le nucléaire	498	16.4 Relations avec les filiales	522
2.2 Opérations de financement	500	16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	523
2.3 Autres développements	501	16.6 Actions propres	523
NOTE 3 Chiffre d'affaires	502	16.7 Créances de l'actif immobilisé	523
3.1 Évolutions réglementaires en France	503	NOTE 17 Stocks et en-cours	523
3.2 Composition du chiffre d'affaires	506	NOTE 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités	525
NOTE 4 Subventions d'exploitation	506	NOTE 19 Valeurs mobilières de placement	525
NOTE 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations	508	NOTE 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	526
NOTE 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges	508	NOTE 21 Écarts de conversion-actif	527
NOTE 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers	510	NOTE 22 Variations des capitaux propres	527
NOTE 8 Impôts, taxes et versements assimilés	510	22.1 Capital social	528
NOTE 9 Charges de personnel	511	22.2 Distributions de dividendes	528
NOTE 10 Dotations aux amortissements	511	22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)	528
NOTE 11 Résultat financier	512	NOTE 23 Autres fonds propres	528
NOTE 12 Résultat exceptionnel	512	NOTE 24 Passifs spécifiques des concessions	529
NOTE 13 Impôt sur les bénéfices	513	NOTE 25 Provisions pour risques	530
13.1 Groupe fiscal	513	NOTE 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	531
13.2 Impôt sur les sociétés	513	26.1 Provisions pour gestion du combustible utilisé	533
13.3 Situation fiscale différée et latente	513	26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	534
NOTE 14 Immobilisations incorporelles	514	26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	536
NOTE 15 Immobilisations corporelles	515	26.4 Provisions pour derniers cœurs	540
		26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité	540
		26.6 Actifs dédiés	542

NOTE 27 Autres provisions pour déconstruction	545	NOTE 33 Instruments financiers	555
NOTE 28 Provisions pour avantages du personnel	545	33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières	556
28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	548	33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat	557
28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	548	33.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés	557
28.3 Actifs de couverture	549	NOTE 34 Autres engagements et opérations hors bilan	557
28.4 Hypothèses actuarielles	549	34.1 Engagements donnés	558
NOTE 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels	550	34.2 Engagements reçus	558
29.1 Provisions pour autres charges	550	34.3 Autres natures d'engagements	559
29.2 Passifs et actifs éventuels	550	NOTE 35 Informations concernant les entreprises et parties liées	559
NOTE 30 Dettes	552	35.1 Relations avec l'État	559
NOTE 31 Dettes financières	553	35.2 Relations avec Engie	559
31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	554	35.3 Relations avec les entreprises du secteur public	559
31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	554	NOTE 36 Rémunération des mandataires sociaux	560
NOTE 32 Écarts de conversion-passif	554	NOTE 37 Événements postérieurs à la clôture	560
		37.1 EDF acquiert la participation minoritaire de Assystem au capital de Framatome	560

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Chiffre d'affaires	3	90 291	87 129
Chiffre d'affaires en France		70 552	50 374
Chiffre d'affaires à l'étranger		19 739	36 755
Production stockée et immobilisée		1 763	1 520
Subventions d'exploitation	4	14 198	883
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5	4 873	6 491
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6	1 295	3 552
I Total Produits d'exploitation		112 420	99 575
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7	71 386	106 080
Achats consommés de combustibles		5 541	9 059
Achats d'énergie		46 812	78 202
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 033	18 819
Impôts, taxes et versements assimilés	8	2 370	1 974
Charges de personnel	9	7 071	6 615
Dotations d'exploitation		9 879	10 307
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 540	4 490
Dotations aux provisions et dépréciations	5	5 339	5 817
Autres charges d'exploitation	6	3 500	2 661
II Total Charges d'exploitation		94 206	127 637
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)		18 214	(28 062)
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun		-	-
IV Résultat financier	11	(8 945)	(3 269)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)		9 269	(31 331)
V Résultat exceptionnel	12	272	536
VI Impôts sur les bénéfices	13	(1 831)	147
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)		7 710	(30 648)

6.

Bilan

ACTIF

		31/12/2023		31/12/2022	
			Amortissements et dépréciations		
(en millions d'euros)	Notes	Montants bruts		Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	14	3 784	2 265	1 519	1 325
Immobilisations incorporelles en cours	14	1 943	14	1 929	1 604
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	100 136	68 824	31 312	29 352
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	16 700	9 836	6 864	6 817
Immobilisations corporelles en cours	15	22 759	33	22 726	22 080
Participations et créances rattachées		61 563	10 814	50 749	58 004
Titres immobilisés		25 889	1 086	24 803	23 391
Prêts et autres immobilisations financières		36 705	168	36 537	34 041
Immobilisations financières	16	124 157	12 068	112 089	115 436
I Total Actif immobilisé		269 479	93 040	176 439	176 614
Stocks et en cours	17	13 873	553	13 320	12 833
Avances et acomptes versés sur commandes	18	756	3	753	725
Créances d'exploitation	18	19 269	303	18 966	26 556
Valeurs mobilières de placement	19	20 060	553	19 507	17 717
Instruments de trésorerie	18	2 759	-	2 759	3 603
Disponibilités	18-20	8 147	-	8 147	6 810
Charges constatées d'avance	18	1 137	-	1 137	1 089
II Total Actif circulant		66 001	1 412	64 589	69 333
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		231	-	231	217
Primes de remboursement des emprunts (IV)		843	362	481	392
Écarts de conversion – Actif (V)	21	1 187	-	1 187	1 906
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		337 741	94 814	242 927	248 462

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	31/12/2022
Capital		2 084	1 944
Primes liées au capital social		24 085	21 868
Écarts de réévaluation		693	692
Réserves			
Réserve légale		194	162
Autres réserves		2 970	2 976
Report à nouveau		(22 461)	8 187
Résultat de l'exercice		7 710	(30 648)
Acomptes sur dividendes		-	-
Subventions d'investissement		209	218
Provisions réglementées		5 636	5 742
Total Capitaux propres	22	21 120	11 141
Autres fonds propres	23	11 979	11 972
Passifs spécifiques des concessions	24	2 515	2 430
Total I Fonds propres		35 614	25 543
Provisions pour risques	25	1 231	1 913
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	26	48 220	43 382
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	1 018	987
Provisions pour avantages du personnel	28	12 535	12 092
Provisions pour autres charges	29	818	1 691
Provisions pour charges		62 591	58 152
Total II Provisions		63 822	60 065
Dettes financières	30-31	80 663	92 513
Avances et acomptes reçus	30	2 520	8 164
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	30	53 718	54 219
Instruments de trésorerie	30	2 913	4 434
Produits constatés d'avance	30	3 367	2 949
Total III Dettes	30	143 181	162 279
Écarts de conversion – Passif (IV)	32	310	575
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		242 927	248 462

6.

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		9 541	(30 795)
Amortissements et provisions		13 507	8 005
Plus ou moins values de cessions		62	5
Produits et charges financiers		126	(1 620)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾		(2 709)	6 366
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		20 527	(18 039)
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus ⁽²⁾		(457)	1 945
Impôts sur le résultat payés		(1 738)	(179)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	(A)	18 332	(16 273)
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(6 807)	(6 105)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		13	12
Variation d'actifs financiers ⁽³⁾		(2 905)	(19 089)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(B)	(9 699)	(25 182)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements ⁽⁴⁾		34 286	51 074
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁴⁾		(41 565)	(20 673)
Dividendes versés	22	-	(72)
Augmentation des fonds propres ⁽⁵⁾	22	-	3 251
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais	23	724	1 000
Dépôts et cautionnements	31	(1 100)	3 600
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		37	6
Subventions d'investissement reçues ⁽⁶⁾	22	-	62
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(C)	(7 618)	38 248
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A)+(B)+(C)	1 015	(3 207)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE ⁽⁷⁾	20	(1 466)	1 561
Incidence des variations de change		(92)	132
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		240	48
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁷⁾	20	(303)	(1 466)

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2023 s'explique principalement par un excédent de compensation de CSPE pour EDF pour 4 044 millions d'euros conduisant à constater une dette de CSPE au 31 décembre 2023 pour 2 030 millions d'euros (voir note 30 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse du coût des emprunts (voir note 11).

(3) En 2023, la variation des actifs financiers s'explique principalement par les prêts accordés aux filiales (voir note 16.7 renvoi (4)).

(4) En 2023, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 23 161 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (28 883) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts.

Hormis ces opérations, la variation en 2023 des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution de (1 557) millions d'euros.

Cette variation résulte notamment des remboursements d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès d'établissements de crédit pour (5 448) millions d'euros (voir note 31) et des remboursements de TCN nets d'émission pour (5 649) millions d'euros (voir note 31) compensés par des émissions d'obligations sénior multi-tranches pour 8 112 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.4, 2.2.5 et 2.2.6) et l'octroi de lignes de crédit bilatérales pour 1 000 millions d'euros (voir note 31).

(5) L'évolution des fonds propres concerne l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription en date du 7 avril 2022, s'étant traduite par une hausse du capital social de 249 millions d'euros et par une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, ainsi que l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription en date du 25 juillet 2022 conduisant à une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et à une prime d'émission de 94 millions d'euros.

(6) En décembre 2022, une subvention de 50 millions d'euros prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne.

(7) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 20.

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France (EDF), maison-mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 15 février 2024. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 11 juin 2024.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les conventions comptables d'établissement et de présentation des comptes sociaux ont été appliquées dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base suivantes :

- continuité de l'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2022 et tiennent compte de l'évolution relative à la réforme des taux interbancaires de référence.

Cette réforme est applicable depuis le 1^{er} janvier 2021, aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

Les opérations de remplacement du Libor USD ont été menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, le 30 juin 2023.

1.2 Jugements et estimations de la direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principaux éléments sur lesquels EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite

« générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 12 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale (VD4) dont Blayais 1 et Saint-Laurent B2 en 2023. Cinq VD4 sont en cours de réalisation (Blayais 2, Bugey 3, Chinon B1, Dampierre 3, Gravelines 2).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récente, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2023 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2023 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour

annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2023 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.2.5 Pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. EDF révisé par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 15).

1.2.6 Provisions sur titres de participation

À chaque clôture, les titres de participation sont évalués à leur valeur d'utilité. Ils font l'objet d'une dépréciation lorsque cette dernière devient inférieure à leur valeur nette comptable.

La valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice et le cas échéant, en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qu'elle génère.

Dans ce dernier cas, les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, des matières premières, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 16).

Note 2 Événements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

EDF a poursuivi en 2023, conformément au calendrier annoncé le 16 décembre 2022, l'achèvement de l'installation et la finalisation des activités de préparation du chargement du combustible prévu au 1^{er} trimestre 2024.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. À 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'estimation du coût à terminaison reste inchangée à 13,2 milliards d'euros₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires.

En 2023, le projet a connu les étapes suivantes :

- la finalisation de l'instruction technique par l'ASN et l'IRSN des principaux sujets encore ouverts (filtration RIS, soupape du pressuriseur...) ;
- la finalisation du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP), avec plus de 120 soudures remises à niveau et plus de 200 traitements thermiques de détensionnement (TTD) réalisés. L'ASN se prononcera définitivement sur la conformité du CSP dans le cadre de son procès-verbal d'Attestation de Conformité de l'ensemble chaudière nucléaire ;

- la finalisation le 10 décembre des Essais de Requalification d'Ensemble de l'installation avec 4 000 équipements vérifiés ;
- la décision de l'ASN du 16 mai 2023 autorisant l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

2.1.2 Grand carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD4 900 et 1 300 et le lancement de la phase études de la VD5 900, pour un montant d'investissements sur cette période, estimé à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 milliards d'euros₂₀₂₁.

En 2023, le montant total des investissements s'élève à 4,4 milliards d'euros.

2.1.3 Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1 300-P4.

L'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN a considéré que la stratégie d'EDF était appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Début 2023, les résultats des expertises réalisées sur une soudure doublement réparée à la construction du réacteur de Penly 1, ont conduit EDF à remettre à l'ASN, le 10 mars 2023, une proposition de mise à jour de sa stratégie visant à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées à la construction, sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

L'ASN a indiqué mi-mars 2023 avoir pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuivre le dialogue technique avec EDF afin de s'assurer de la pertinence du calendrier envisagé⁽¹⁾. Dans une note d'information publiée le 25 avril 2023, l'ASN a validé le calendrier proposé par EDF.

EDF a réalisé le programme de contrôles des soudures réparées identifiées comme prioritaires du fait de leurs conditions de réparation à la construction prévu pour 2023 et a commencé le programme 2024 validé par l'ASN. Les contrôles de ces réparations seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance. EDF n'envisage pas d'arrêts supplémentaires ou dédiés.

Les soudures du palier N4 ont été réparées et les 4 réacteurs remis en service au premier semestre 2023.

Les chantiers de remplacement préventif sont terminés sur 11 des 12 réacteurs 1 300-P4 (Penly 1, Penly 2, Cattenom 1, Cattenom 2, Cattenom 3, Golfech 1, Golfech 2, Belleville 1, Belleville 2, Nogent 1 et Nogent 2). Le dernier (Cattenom 4) sera traité lors de sa visite décennale démarrée en février 2024.

En 2023, la production nucléaire définitive s'est établie à 320,4 TWh, en hausse de près de 42 TWh par rapport à 2022.

2.1.4 Signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

Le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'ilot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'ilot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée initialement au second semestre 2023, interviendra après la levée de l'ensemble des conditions suspensives, y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

2.1.5 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

Le groupe EDF a annoncé le 23 janvier 2024, que le projet Hinkley Point C avait franchi une série d'étapes importantes au cours des derniers mois :

- le dôme sur le bâtiment réacteur de l'unité 1 a été posé le 15 décembre 2023 ;
- le design détaillé associé à la prochaine phase de travaux électromécaniques a été finalisé ;
- 70 % des équipements qui seront installés sur l'unité 1 sont livrés ;
- les générateurs de vapeur sont construits et prêts à être livrés ;
- les essais du système britannique d'instrumentation et de contrôle sont en cours.

Pour rappel, le Groupe avait indiqué le 19 mai 2022⁽²⁾ que le démarrage de la production d'électricité était prévu en juin 2027. Le risque de report supplémentaire de la livraison des deux unités était alors évalué à 15 mois. Le coût à terminaison du projet était estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling₂₀₁₅⁽³⁾.

Une revue du projet Hinkley Point C vient d'être finalisée et conduit à la réévaluation suivante du calendrier, et du coût de la construction des deux réacteurs.

En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de l'unité 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'actions en cours d'élaboration ;
- un second scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'actions, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 et 34 milliards de livres sterling₂₀₁₅ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction.

Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

Cette annonce conduit EDF SA à déprécier de façon complémentaire les titres EDF International (holding détenant EDF Energy portant le projet HPC) à hauteur de 7 013 millions d'euros en 2023 (2 650 millions d'euros en 2022) (voir notes 11 renvoi (7) et 16.1 renvoi (4)).

(1) Cf. communiqué de presse de l'ASN du 16 mars 2023.

(2) Cf. communiqués de presse d'EDF du 27 janvier 2021 et du 19 mai 2022.

(3) En livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de GBP

EDF a lancé le 19 janvier 2023 une émission d'obligations senior en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,5 % ;
- obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 25 janvier 2023, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été complétée par une seconde émission lancée le 28 mars 2023, pour un montant nominal de 99 millions de livres sterling, de mêmes coupon et maturité que la souche de 500 millions de livres sterling émise le 19 janvier 2023 (maturité de 30 ans et coupon de 5,625 %).

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 3 milliards d'USD et de 500 millions de CAD

EDF a levé le 17 mai 2023, 3 milliards de dollars américains et 500 millions de dollars canadiens en 5 tranches d'obligations senior (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 1 milliard d'USD, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,7 % ;
- obligation de 1 milliard d'USD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,25 % ;
- obligation de 1 milliard d'USD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,9 % ;
- obligation de 300 millions de CAD, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 % ;
- obligation de 200 millions de CAD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

Le règlement-livraison des Obligations USD est intervenu le 23 mai 2023, date à laquelle les Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange. Le règlement-livraison des Obligations CAD est intervenu le 23 mai 2023.

2.2.3 Émission d'obligations hybrides pour un montant nominal de 1,5 milliard d'USD et poursuite de l'offre contractuelle de rachat annoncée le 6 juin 2023

Le 8 juin 2023, EDF a levé 1,5 milliard de dollars américains de nouvelles obligations perpétuelles super-subordonnées libellées en USD, avec un coupon initial de 9,125 % jusqu'en 2033 et une option de remboursement à 10 ans au gré d'EDF (voir note 23).

EDF pourra procéder au remboursement en numéraire des nouveaux titres (i) à tout moment au cours de la période de 3 mois précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans 10 ans et tous les 5 ans par la suite, (ii) en raison d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement de traitement comptable, ou en cas de certaines modifications de la réglementation fiscale, ou (iii) à tout moment en application de la clause de *make-whole* ⁽¹⁾.

Le produit de cette émission est destiné au rachat de tout ou partie d'une souche d'obligations perpétuelles super-subordonnées d'un montant de 1,5 milliard d'USD ⁽²⁾, ainsi qu'aux besoins généraux du Groupe.

Le règlement-livraison des nouveaux titres est intervenu le 15 juin 2023, date à laquelle ils ont été admis aux négociations sur le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange (Euro MTF).

EDF a annoncé le 7 juillet 2023 les résultats définitifs de son offre contractuelle de rachat lancée le 6 juin 2023 visant tout ou partie des obligations super-subordonnées à durée indéterminée en USD. Le montant définitif du rachat s'élève à 904 millions d'USD (voir note 23).

EDF a annoncé le 14 décembre 2023 l'exercice de l'option de remboursement des obligations hybrides USD d'un montant total de 596 millions d'USD. Toutes lesdites obligations actuellement en circulation ont fait l'objet d'un remboursement à la première date d'appel le 22 janvier 2024 (voir note 23).

2.2.4 Émission d'obligations senior samouraï multi-tranches pour un montant nominal de 33 milliards de yens

Le 22 juin 2023, EDF a levé 33 milliards de yens en 4 tranches d'obligations senior Samouraï (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 % ;
- obligation de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 % ;
- obligation de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 % ;
- obligation de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.

2.2.5 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 325 millions de francs suisse

Le 21 août 2023, EDF a levé 325 millions de francs suisses en 2 tranches d'obligations vertes senior (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,30 % ;
- obligation de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,55 %.

Un montant égal au produit net des Obligations Vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité liés notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022.

(1) La clause de *make-whole* permet à EDF de procéder à un remboursement anticipé de l'intégralité des Nouveaux Titres en circulation à un prix déterminé selon la date de remboursement.

(2) Cf. communiqué de presse du 6 juin 2023.

2.2.6 Émission d'obligations vertes senior pour un montant nominal de 1 milliard d'euros

Le 28 novembre 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior vertes dédiée au parc nucléaire existant, pour un montant nominal de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 % (voir note 31 renvoi (1)). Le produit net de l'obligation sera affecté au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF ⁽¹⁾. Ces investissements sont alignés avec la taxonomie européenne.

Faisant suite aux émissions obligataires précédentes en 2023, cette opération permet à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan.

Le règlement-livraison est intervenu le 5 décembre 2023, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.7 Offre publique d'achat simplifiée

Le 4 octobre 2022, l'État français, actionnaire majoritaire d'EDF SA (« la Société ») détenant seul ou de concert 83,69 % du capital et 89,24 % des droits de vote théoriques de la Société, a déposé, auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), un projet d'offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant l'ensemble des actions et des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF non détenues à ce jour.

Le 27 octobre 2022, le Conseil d'administration d'EDF SA, s'appuyant notamment sur les travaux et recommandations du comité *ad hoc* constitué en interne et sur les conclusions du cabinet Finexi, désigné en qualité d'expert indépendant, a rendu un avis motivé favorable sur l'Offre.

Le 22 novembre 2022, l'AMF a déclaré conforme l'Offre initiée par l'État français, qui propose aux actionnaires et aux porteurs d'OCEANES de la Société d'acquiescer au prix de 12,00 euros par action et de 15,52 euros par OCEANE l'intégralité des actions et OCEANES apportées à l'Offre, ouverte à compter du 24 novembre 2022.

Par ailleurs, et conformément aux termes et conditions des OCEANES, l'ouverture de l'Offre déclarée conforme par l'AMF a entraîné un ajustement du ratio d'attribution d'actions EDF pendant la période d'ajustement en cas d'offre publique.

Le 7 décembre 2022, l'AMF a prolongé la durée de l'offre publique, sans donner de nouvelle date de fin de l'opération, pour donner suite à un recours déposé devant la Cour d'appel de Paris le 2 décembre 2022 par les actionnaires minoritaires du Groupe dans le but de faire annuler l'avis de conformité de l'Offre, accompagné d'une demande de sursis à exécution de celle-ci.

2.3 Autres développements

2.3.1 EDF et Trimet signent un contrat long terme de fourniture d'électricité

EDF et le producteur d'aluminium Trimet ont signé un nouveau contrat de fourniture d'électricité pour la production d'aluminium primaire en France. Cet accord vient prolonger la coopération qui existe entre les deux partenaires depuis 2013. Le contrat garantit la fourniture d'énergie au fabricant d'aluminium de Saint-Jean-de-Maurienne à hauteur de 22 TWh pour une période allant jusqu'à 10 ans. Il comprend des mécanismes de partage équilibrés des risques et des bénéfices.

La signature de ce contrat a donné lieu au versement d'une avance en tête par Trimet au bénéfice d'EDF sur le second semestre 2023.

Dans un communiqué publié le 20 janvier 2023, le ministère de l'Économie a indiqué que l'État français avait franchi le 19 janvier 2023 le seuil de 90 % du capital et des droits de vote théoriques de la société EDF.

Le 25 janvier 2023, l'AMF a annoncé que l'Offre serait clôturée provisoirement le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État envers les requérants, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel, qui devait trancher sur le fond de l'affaire au plus tard le 2 mai 2023.

Malgré le franchissement de ce seuil, l'État avait pris l'engagement de ne pas mettre en place le retrait obligatoire avant que la Cour d'appel ne rende son jugement sur la validité de la décision d'agrément de l'AMF.

Le 3 février 2023, l'AMF a clôturé provisoirement l'Offre.

À la suite de la clôture provisoire de l'Offre, l'AMF a publié le 8 février 2023 le résultat de l'Offre initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF. À l'issue de l'Offre, et dans l'attente de la décision de la Cour d'appel susmentionnée, l'État français détenait 3 725 111 882 actions EDF, représentant 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote, et 218 616 300 OCEANES EDF, soit 99,96 % des OCEANES EDF en circulation.

Le 2 mai 2023, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours en annulation formé par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF, l'Association Énergie En Actions ainsi que l'Association de défense des actionnaires minoritaires (ADAM), contre la décision de conformité rendue par l'Autorité des marchés financiers sur l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF.

En conséquence, l'AMF a indiqué dans un avis publié le 2 mai 2023 que, conformément aux engagements pris par l'État français ⁽²⁾, l'Offre a été rouverte pour une durée de 10 jours de bourse du 4 mai 2023 jusqu'au 17 mai 2023 inclus. À l'issue de cette offre, l'État français détenait 3 908 590 275 actions EDF, représentant 97,69 % du capital et au moins 98,04 % des droits de vote. Le règlement-livraison de l'offre rouverte est intervenu le 25 mai 2023.

À la suite de la période de réouverture de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF ⁽³⁾ et conformément à l'avis de l'AMF du 26 mai 2023, le retrait obligatoire des actions et des OCEANES EDF est intervenu le 8 juin 2023.

La mise en œuvre du retrait obligatoire a entraîné le transfert au profit de l'État des titres non présentés à l'Offre, ainsi que la radiation des actions EDF d'Euronext Paris et celle des OCEANES EDF d'Euronext Access. L'État détient à présent l'intégralité du capital et des droits de vote d'EDF (voir notes 22.1 et 22.3).

2.3.2 Réforme des retraites

La loi n° 2023-270 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2023, promulguée le 14 avril 2023, est venue modifier le régime général des retraites en France. Ses principales mesures concernent le recul progressif de l'âge légal de départ à la retraite de 62 à 64 ans et l'augmentation de la durée de cotisation requise pour bénéficier d'une retraite à taux plein.

Pour les salariés affiliés au régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG), le décret d'application au régime IEG n° 2023-692 a été publié le 28 juillet 2023. Les mesures paramétriques précisées dans ce décret seront applicables à partir du 1^{er} janvier 2025, et à compter de la génération 1963 (au lieu du 1^{er} septembre 2023 pour les mesures de la loi applicables aux salariés relevant du régime général, qui impactent la génération 1961).

(1) Le Framework est disponible sur le site Internet d'EDF dans la section Finance durable.

(2) Cf. communiqué de presse du 8 février 2023.

(3) Cf. communiqué de presse du 23 mai 2023.

La loi prévoit également la fermeture du régime spécial de retraite des IEG, pour les agents qui ont été recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. À noter que ces salariés ont vocation à bénéficier des dispositions réglementaires et conventionnelles, ainsi que des autres avantages associés au statut des IEG (tarif agent, droits familiaux...). Seul leur régime de retraite diffère.

Enfin, considérant la réforme des retraites de 2023 promulguée le 14 avril 2023, l'Accord National Interprofessionnel (ANI) du 5 octobre 2023 prend en compte les conséquences de cette réforme pour le régime complémentaire AGIRC-ARRCO en supprimant le bonus/malus temporaire de 10 %. Ce bonus/malus s'appliquait sur les pensions

AGIRC-ARRCO en cas de départ en retraite après/avant l'atteinte du taux plein (coefficients de solidarité ou majorants). La suppression de la compensation de ce bonus/malus supportée jusque-là par le régime spécial des IEG a une incidence favorable sur le montant des engagements provisionnés dans les comptes d'EDF SA en 2023 au regard du mécanisme de l'adossement.

L'ensemble des impacts liés à la réforme, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés en résultant s'élève à 232 millions d'euros et a été comptabilisé en charges au compte de résultat de l'exercice 2023 (voir note 28 renvois (1) et (2)).

Compte de résultat

Note 3 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - > exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - > acteurs obligés : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRVE – TARIFS BLEUS)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

MOUVEMENTS TARIFAIRES

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2022 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
18/01/2022	4 % TTC (24,3 % HT)	4 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	10 % TTC (10 % HT)	10 % TTC (10 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	9,5 % TTC (0,18 % HT)	5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024

Au 1^{er} février 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles. Au 1^{er} août 2023, l'État français a décidé de réduire le bouclier tarifaire en décidant une augmentation des TRVE de 10 % TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

L'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de plus de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) pour leurs offres au tarif réglementé (TRV) et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2023.

Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences de l'apurement du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour les résidentiels et les non résidentiels) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2023.

Dans une délibération du 22 juin 2023, la CRE a proposé une augmentation de 0,88 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus résidentiels et une baisse de 0,32 % TTC (soit 0,35 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} août 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2023, en partie compensée par la mise à jour à la baisse de rattrapages au titre de 2022, en particulier sur le non résidentiel.

Ces évolutions amènent la CRE à situer le tarif théorique à 74,5 % TTC au-dessus des tarifs gelés en vigueur depuis le 1^{er} février 2023.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 10 % TTC dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 juillet 2023 publiés au Journal officiel le 30 juillet 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} août 2023.

EDF a ainsi enregistré une compensation au titre de ses pertes de recettes pour 13,992 milliards d'euros (dont 1 458 millions d'euros relatifs aux amortisseurs électricité et 88 millions d'euros relatifs au bouclier tarifaire gaz) en subventions d'exploitation au 31 décembre 2023 (voir note 4).

La proposition soumise le 19 janvier 2024 au Conseil Supérieur de l'Énergie du 25 janvier 2024 propose une évolution au 1^{er} février 2024 du niveau moyen des TRVE par rapport aux niveaux en vigueur depuis le 1^{er} août 2023 de + 0,18 % HT pour les tarifs bleu résidentiels et - 3,55 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels.

L'évolution proposée est principalement la conséquence de la baisse des prix de marché par rapport au niveau exceptionnellement élevé durant la crise des prix de l'énergie. Elle permet ainsi la suppression de la composante liée au bouclier tarifaire du tarif précédent.

L'article 92 de la loi de finances du 29 décembre 2023 pour 2024 prévoit par ailleurs la possibilité pour le Gouvernement d'augmenter le tarif de l'accise sur l'électricité (anciennement TICFE) dans la limite d'une augmentation du niveau moyen du TRV de 10 % TTC par rapport au 1^{er} août 2023. Le niveau de l'accise applicable à partir du 1^{er} février 2024 a été fixé par arrêté du 30 janvier 2024 à 21 €/MWh, ce qui conduit à une augmentation de 9,5 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et 5,7 % TTC pour les tarifs bleus non résidentiels.

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

TURPE 6 DISTRIBUTION

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, portant décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'est établie à + 0,91 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à + 2,26 %. Dans sa délibération n° 2023-137 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,51 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant la décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-157 du 9 juin 2022, l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à - 0,01 %. Dans sa délibération n° 2023-136 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2023 est fixée à + 6,69 %.

Par sa délibération n° 2023-01 du 5 janvier 2023, la CRE a adapté le cadre de régulation, notamment pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 euros au lieu de 6,80 euros par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération n° 2023-201 du 19 juillet 2023, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 229,4 millions d'euros au titre de 2023.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 11 septembre 2023, RTE a soumis à la CRE une proposition de modification des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2023-309 du 28 septembre 2023, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2025 et 2026 (coefficient de sécurité, contribution des interconnexions et coefficient filière de l'éolien en mer). Les modifications proposées fournissent des cadres pour la résiliation anticipée de contrat d'obligation d'achat et pour la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 5 octobre 2023. Elles fixent respectivement au 1^{er} octobre 2023 et au 1^{er} janvier 2024 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2025 et 2026. Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place du futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « raccourcie », et s'étendra du 1^{er} janvier au 31 mars 2026.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2022	2023	2024
Prix (€/kW)	26,2	45,6	27,1

Pour l'année de livraison 2025, trois sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 25,5 €/kW en octobre, 25,0 €/kW en novembre et 9,37 €/kW en décembre.

ARENH

Dispositif général

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne non obtenu à ce jour.

Mécanisme de l'ARENH complémentaire au titre de 2022

Aux termes de ce dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n° 2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût d'approvisionnement (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros auquel s'ajoutent des intérêts financiers, évalués au 31 décembre 2023 à 0,20 milliard d'euros.

ARENH au titre de 2023

Au cours de l'année 2023, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de défaut de paiement des compléments de prix relatifs aux livraisons réalisées au cours de l'année 2022. Au cumul, ces interruptions représentent, en cette fin d'année, un ruban de 5,2 MW.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024 par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus incitative la pénalité associée aux surdemandes de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de (0,04) TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève donc à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Régulation post ARENH

Le Gouvernement a initié le 22 novembre 2023 une consultation qui précise les modalités envisagées pour garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France après l'extinction de l'ARENH au 31 décembre 2025.

À l'issue de cette consultation publique, un avant-projet de loi de souveraineté énergétique a été présenté par le Gouvernement le 9 janvier 2024. Les implications potentielles de ce dispositif ont été prises en compte dans la définition des hypothèses retenues par le Groupe dans le cadre des tests de perte de valeur.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Ventes d'énergie*	87 413	83 628
dont électricité	71 249	55 023
dont gaz	16 164	28 605
Ventes de services et divers	2 878	3 501
CHIFFRE D'AFFAIRES	90 291	87 129

* Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La hausse du chiffre d'affaires électricité de 16,2 milliards d'euros est principalement due à l'augmentation des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique essentiellement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché, y compris l'effet des mesures réglementaires mises en place pour 2023 :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, en variation, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1^{er} février 2022 (+ 24,3 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 23,6 % sur les tarifs bleus non résidentiels) permettant de limiter l'augmentation TTC à 4 % du fait de la baisse de la CSPE, au 1^{er} février 2023 (+ 20,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 19,96 % sur les tarifs bleus non résidentiels) permettant de limiter l'augmentation TTC à 15 % du fait de la baisse de la TICFE, et au 1^{er} août 2023 (+ 10 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 10 % sur les tarifs bleus non résidentiels) dans un contexte de baisse progressive du bouclier tarifaire ;

- s'agissant des ventes en offres de marché, les effets prix favorables résultent de la hausse des prix de marché.

Ces effets prix sont en partie compensés par un effet volume négatif lié à une moindre consommation en 2023 résultant notamment des effets de sobriété, atténué par une hausse du portefeuille clients sur les marchés des particuliers et des entreprises.

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires de 12,4 milliards d'euros est principalement liée à un effet prix défavorable sur les volumes vendus à EDF Trading, dans un contexte de baisse des prix de marché en 2023.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2023	2022
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	14 198	883

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2023, qui se traduit dans les comptes par un produit de 14 126 millions d'euros en 2023 (808 millions d'euros en 2022).

Au 31 décembre 2023, la compensation relative aux obligations d'achat se traduit par une charge de 2 193 millions d'euros (contre une charge de 3 096 millions d'euros au 31 décembre 2022). En effet, depuis fin 2022, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont fortement diminué et sont négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché et devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État.

A contrario, la compensation des charges de service public intègre un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 13 992 millions d'euros. Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 12 446 millions d'euros et les amortisseurs électricité à hauteur de 1 458 millions d'euros (voir note 3.1). La compensation du bouclier tarifaire gaz représente 88 millions d'euros.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2023 est comptabilisée en « autres dettes » (voir note 30 renvoi (4)).

COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

MÉCANISME

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 compensées par le Budget Général de l'État.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2023 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2023 un programme budgétaire « Service public de l'énergie » doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE)), sont reversées directement au Budget Général. L'accise sur l'électricité est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de la réduire à son niveau minimal, soit 1 €/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié, en 2023, 2 délibérations (n° 2023-200 du 20 juillet et n° 2023-293 du 21 septembre) constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2024, la re-prévision des charges au titre de 2023, ainsi que les charges constatées au titre de 2022.

FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.

Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés *ex post* à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives sont requises. Fin 2022, la totalité du combustible usé avait été évacuée du site vers la Hague. À fin 2023, la décontamination des circuits de la zone nucléaire a été finalisée. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2023	2022
Reprises sur provisions pour risques	25	290	1 262
Dotations aux provisions pour risques	25	(251)	(81)
Sous-total provisions pour risques		39	1 181
Pensions et obligations assimilées	28	777	809
Gestion du combustible nucléaire usé	26	913	849
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26	325	204
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	224	201
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	62	53
Autres provisions pour charges*	29	1 947	2 803
Reprises sur provisions pour charges		4 248	4 919
Pensions et obligations assimilées	28	(674)	(835)
Gestion du combustible nucléaire usé*	26	(2 475)	(417)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26	(21)	(128)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	(294)	(273)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	(42)	(214)
Autres provisions pour charges*	29	(1 093)	(3 573)
Dotations aux provisions pour charges		(4 599)	(5 440)
Sous-total provisions pour charges		(351)	(521)
Reprises sur dépréciations		335	310
Dotations aux dépréciations		(489)	(296)
Sous-total dépréciations		(154)	14
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		(466)	674
dont reprises		4 873	6 491
dont dotations		(5 339)	(5 817)

* En 2023, EDF a complété de 1 026 millions d'euros la provision pour autres charges liée aux négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026, pour atteindre 1 880 millions d'euros à la fin du premier semestre (voir note 29.1 renvoi (1)). La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026, a donné lieu à la reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros. Une dotation complémentaire à la provision pour gestion du combustible usé a alors été comptabilisée pour 2 216 millions d'euros afin de refléter la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges (voir notes 26.1 renvoi (1) et 29.1 renvoi (1)).

En 2022, EDF a comptabilisé au premier semestre une dotation aux provisions pour autres charges d'exploitation de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le second semestre du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'applications (voir note 3.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2022). En effet, les textes introduisaient pour EDF SA une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,20 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles, en coordination avec la Caisse des Dépôts et Consignation et RTE et sous le contrôle de la CRE. La provision a été reprise intégralement au deuxième semestre 2022 au fur et à mesure des achats et ventes réalisés.

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2023	2022
Autres produits d'exploitation	1 169	3 460
Transferts de charges	126	92
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	1 295	3 552
Autres charges d'exploitation	(3 500)	(2 661)
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	(2 205)	891

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (3 500) millions d'euros en 2023 ((2 661) millions d'euros en 2022). Elles comprennent notamment les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les compensations financières versées par EDF à RTE au titre des écarts sur son périmètre d'équilibre, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Ils comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés principalement, au 31 décembre 2023 :

- des charges à hauteur de 93 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 45 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 43 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'Économie d'Énergie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-24 du règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

MÉCANISME RÉGLEMENTAIRE

La 5^e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1^{er} janvier 2022. Le décret n° 2021-712 a renforcé l'efficacité du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5^e période à compter du 1^{er} janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5^e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc *versus* 1 770 TWhc initialement, avec + 200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc *versus* 730 TWhc initialement, avec + 400 TWhc sur 2023-2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter. Au 31 décembre 2023, EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 5^e période (2022-2025).

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2023	2022
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	5 541	9 059
Achats d'énergie ⁽²⁾	46 812	78 202
dont électricité	31 758	52 443
dont gaz	13 992	24 868
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	19 033	18 819
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	71 386	106 080

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de gaz diminuent dans un contexte de moindre production électrique à partir de CCG.

Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :

- au 31 décembre 2023, le volume des émissions s'élève à 4 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2022) ;

- en 2023, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2022 (6 millions de tonnes en 2022 au titre des émissions réalisées en 2021).

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.3). Au 31 décembre 2022, les achats induits par l'attribution complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH s'élevaient à 5 011 millions d'euros (voir note 3.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2022) sans équivalent au 31 décembre 2023.

La baisse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.

(3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 653 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2023, 454 millions d'euros (617 millions d'euros en 2022) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2023	2022
Impôts et taxes sur rémunérations	188	180
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 083	1 123
Contribution Économique Territoriale*	453	41
Taxes foncières	298	305
Autres impôts et taxes	348	325
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 370	1 974

* Au 31 décembre 2023, la hausse du montant de la Contribution Économique Territoriale s'explique principalement par le fait que la valeur ajoutée d'EDF est redevenue positive sur l'exercice. En 2022, cette contribution était conjoncturellement faible, conséquence de la dégradation de la valeur ajoutée liée à la hausse des achats d'énergie observée en 2022 dans un contexte de moindre production nucléaire et de rachat de 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2022).

Mécanisme européen de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le dispositif prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente au sein de trois périodes de taxation : 1^{er} juillet 2022 au 30 novembre 2022, 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 et 1^{er} juillet 2023 au 31 décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente. Ce dispositif est prorogé pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, et entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation).

EDF affiche un déficit reportable significatif au titre de la première période de taxation en 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire ((81,7) TWh) sur cette période. Du fait du mécanisme de report en avant, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe par EDF au titre de l'exercice 2023.

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2023	2022
Salaires et traitements	4 244	3 981
Charges sociales	2 827	2 634
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	7 071	6 615

Les charges de personnel augmentent principalement sous l'effet des mesures salariales d'augmentation générale mises en place en 2022 et début 2023, dans un contexte exceptionnel d'inflation. Elles comprennent également 41 millions d'euros (41 millions d'euros sur l'exercice 2022) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

	2023			2022
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	29 528	28 879	58 407	57 114
Autres	915	3 864	4 779	4 493
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	30 443	32 743	63 186	61 607

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2023	2022
Sur immobilisations incorporelles	384	391
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	3 782	3 744
• du domaine concédé*	344	328
Dotations aux amortissements des immobilisations	4 510	4 463
Autres dotations aux amortissements	30	27
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	4 540	4 490

* Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

Note 11 Résultat financier

(en millions d'euros)	2023	2022
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	3 035	2 429
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé	1 592	876
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(4 191)	(1 512)
• Charges sur dettes financières long terme après couvertures ⁽²⁾	(3 084)	(1 740)
• Autres ⁽³⁾	(1 107)	228
Résultat de change ⁽⁴⁾	(565)	(173)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(37)	(104)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(8 779)	(4 785)
• Charges d'actualisation avantages au personnel	(914)	(419)
• Charges d'actualisation provisions nucléaires ⁽⁵⁾	(2 489)	813
• Provision sur TIAP actifs dédiés ⁽⁶⁾	832	(1 661)
• Dépréciation valeurs mobilières de placement ⁽⁶⁾	178	(710)
• Provision sur titres de participation ⁽⁷⁾	(7 323)	(2 812)
• Provision pour pertes de change ⁽⁸⁾	638	(312)
• Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	368	222
RÉSULTAT FINANCIER	(8 945)	(3 269)

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :

- Enedis (1 258 millions d'euros en 2023 et 907 millions d'euros en 2022) ;
- EDF Holding SAS détenant EDF Trading (947 millions d'euros en 2023 et 445 millions d'euros en 2022) ;
- CTE (174 millions d'euros en 2023 et 179 millions d'euros en 2022) ;
- C3 détenant EDF Investissements Groupe (130 millions d'euros en 2023 et 98 millions d'euros en 2022) ;
- EDF PEI (123 millions d'euros en 2023 et 100 millions d'euros en 2022) ;
- C74 (84 millions d'euros en 2023 sans équivalent en 2022) ;
- C81 (47 millions d'euros en 2023 sans équivalent en 2022) ;
- Framatome (40 millions d'euros en 2023 et 61 millions d'euros en 2022) ;
- EDF Nam Theun Holding (32 millions d'euros en 2023 et 42 millions d'euros en 2022) ;
- EDEV (23 millions d'euros en 2023 et 49 millions d'euros en 2022) ;
- EDF Immo (19 millions d'euros en 2023 et 73 millions d'euros en 2022) ;
- Manostock (13 millions d'euros en 2023 et 109 millions d'euros en 2022) ;
- Dortgaz (3 millions d'euros en 2023 et 163 millions d'euros en 2022).

(2) L'augmentation des charges d'intérêt résulte de la hausse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2023, le résultat de change intègre principalement les effets de change associés aux opérations de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 23).

(5) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 109) millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (396) millions d'euros (voir note 26 renvoi (2)).

En 2022, le produit net de 813 millions d'euros comprenait principalement la charge de désactualisation pour (1 830) millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros.

(6) La variation s'explique par une évolution favorable des marchés financiers en 2023 comparée à 2022.

(7) Dont la comptabilisation d'une dotation aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF International à hauteur de 7 013 millions d'euros en 2023 (2 650 millions d'euros en 2022) (voir notes 2.1.5 et 16.1 renvoi (4)).

(8) Voir note 25 renvoi (1).

Note 12 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2023, le résultat exceptionnel représente un produit net de 272 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 100 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 128 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 536 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 296 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;

- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 56 millions d'euros ;

- une reprise de provisions de 135 millions d'euros sur contentieux fiscaux en cours, dont 69 millions au titre des décaissements réalisés en 2022 par EDF concernant les suites du contentieux ouvert sur la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme au titre des exercices 2012-2013 et la période 2016 à 2019. La charge correspondante associée aux décaissements réalisés avait fait l'objet d'une comptabilisation en charge d'impôt sur les bénéfices (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été rejeté en mars 2023, mettant fin définitivement à ce contentieux.

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2023 comprend 302 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de (1 831) millions d'euros au titre de l'exercice 2023 (147 millions d'euros de produit d'impôt en 2022), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 794 millions d'euros.

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de (1 748) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2023 ;
- une charge de (80) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- une charge de (3) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

13.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;

- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(17 412)	(17 551)	139
• Instruments financiers et écarts de conversion	(3 078)	(1 881)	(1 197)
• Autres	(1 588)	(428)	(1 160)
Total actif d'impôt – taux de droit commun	(22 078)	(19 860)	(2 218)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	2 653	4 682	(2 029)
• Autres	3 393	2 889	504
Total passif d'impôt – taux de droit commun	6 046	7 572	(1 525)
• Plus-value en sursis d'imposition			-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(61)	(39)	(22)
Total actif d'impôt – taux réduit	(61)	(39)	(22)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(16 093)	(12 328)	(3 765)
Créance future d'impôt au taux de droit commun	10 234 ⁽²⁾	11 030	(796)
Créance future d'impôt au taux réduit	9	6	3

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Dont 6 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 4,2 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun.

Bilan

Note 14 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

FRAIS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (Software as a Service) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrées en immobilisations, les dépenses relatives aux contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2023
Logiciels	3 187	408	289	3 306
Autres ⁽¹⁾	305	173	-	478
Immobilisations incorporelles en cours ⁽²⁾	1 604	925	586	1 943
Valeurs brutes	5 096	1 506	875	5 727
Logiciels	(1 999)	(370)	(287)	(2 082)
Autres	(168)	(15)	-	(183)
Immobilisations incorporelles en cours	-	(17)	(3)	(14)
Amortissements et dépréciations	(2 167)	(402)	(290)	(2 279)
VALEURS NETTES	2 929	1 104	585	3 448

(1) La ligne « Autres » intègre au 31 décembre 2023, la mise en service des études associées aux SMR (Small Modular Reactors) pour 166 millions d'euros (141 millions d'euros inscrits en immobilisations incorporelles en cours au 31 décembre 2022).

(2) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2023, les études relatives à EPR 2 pour 1 446 millions d'euros (980 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros jusqu'à fin 2023, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 1 805 millions d'euros.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au Réseau de Transport d'Électricité. EDF propose de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et Bugey (Auvergne Rhône-Alpes, voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique et la consolidation du Programme sont en cours et devraient être conclus en 2024, à l'issue desquels les conclusions définitives de l'audit financier diligenté par l'État interviendront.

Un schéma approprié de financement et, le cas échéant, de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et doit se poursuivre sur l'année 2024. À date, aucune décision finale d'investissement n'a été prise.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR, *Small Modular Reactors*)

Le développement du produit NUWARD SMR s'est poursuivi en 2023, avec la fin de la phase d'avant-projet sommaire (APS) et le début de la phase de *basic design* début avril (cette phase devant s'achever fin 2026). NUWARD SMR est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export. La cible est notamment le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du NUWARD SMR fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche, qui va se poursuivre en intégrant de nouvelles autorités de sûreté (Pologne, Suède et Pays-Bas), vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

L'année 2023 a également été marquée par la création de la filiale NUWARD dédiée au développement du NUWARD SMR.

En décembre 2022, une première subvention de 50 millions d'euros dans le cadre du plan France 2030 avait été attribuée par l'État français à EDF SA (voir note 22 renvoi (1)). En juin 2023, une nouvelle subvention de 300 millions d'euros a été attribuée par l'État français à la filiale NUWARD pour financer la phase de *basic design*, sous réserve de l'approbation par la Commission européenne attendue en 2024.

Note 15 Immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

ÉVALUATION INITIALE

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles.

Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

MODES ET DURÉES D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

CONTRATS DE CONCESSION

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les Pouvoirs Publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 31 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
 - > pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
 - > au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents,
 - > les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2023
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 571	340	55	12 856
Tranches de production nucléaire	67 685	4 588	1 770	70 503
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 570	263	146	13 687
Réseau du domaine propre	1 192	43	5	1 230
Autres immobilisations corporelles	1 833	120	93	1 860
Immobilisations corporelles du domaine propre	96 851	5 354	2 069	100 136
Terrains, constructions et agencements de terrains	10 947	94	18	11 023
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 937	76	19	1 994
Réseau du domaine concédé	3 489	185	18	3 656
Autres immobilisations corporelles	21	6	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	16 394	361	55	16 700
Immobilisations corporelles en cours ⁽²⁾	22 112	7 767	7 120	22 759
Valeurs brutes ⁽³⁾	135 357	13 482	9 244	139 595
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 318)	(313)	(51)	(8 580)
Tranches de production nucléaire	(47 285)	(3 036)	(2 320)	(48 001)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 010)	(415)	(142)	(10 283)
Réseau du domaine propre	(625)	(30)	(4)	(651)
Autres immobilisations corporelles	(1 261)	(137)	(89)	(1 309)
Immobilisations corporelles du domaine propre	(67 499)	(3 931)	(2 606)	(68 824)
Terrains, constructions et agencements de terrains	(6 957)	(158)	(11)	(7 104)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 143)	(43)	(18)	(1 168)
Réseau du domaine concédé	(1 466)	(98)	(16)	(1 548)
Autres immobilisations corporelles	(11)	(5)	-	(16)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	(9 577)	(304)	(45)	(9 836)
Immobilisations corporelles en cours	(32)	(25)	(24)	(33)
Amortissements et dépréciations	(77 108)	(4 260)	(2 675)	(78 693)
VALEURS NETTES	58 249	9 222	6 569	60 902

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2023, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 570 millions d'euros (voir note 2.1.3).

(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2023 est de 12 737 millions d'euros (soit 12 423 millions d'euros en immobilisations en cours et 314 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 749 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 040 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2023 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 127 millions d'euros.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires.

Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2023 à 495 millions d'euros dont 454 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)) et 41 millions d'euros de charges de personnel (voir note 9). Elles représentent 2,2 milliards d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement liés au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2023 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2024 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

Dans son bilan prévisionnel publié le 20 septembre 2023, RTE a confirmé le besoin du maintien en fonctionnement de la centrale de Cordemais pour l'équilibre offre demande du Grand Ouest jusqu'à la mise en service nominale de Flamanville 3. EDF a engagé des actions pour assurer le maintien de la centrale jusqu'en 2027 et pour limiter son empreinte environnementale jusqu'à cet horizon : des travaux ont ainsi été effectués pour pouvoir substituer jusqu'à 20 % du charbon par de la biomasse sur chacune des deux tranches de la centrale.

Les pouvoirs publics ayant annoncé que les dernières centrales fonctionnant au charbon en France devraient être totalement converties à la biomasse d'ici 2027, EDF a engagé des échanges avec eux pour explorer les questions réglementaires en lien avec cette perspective.

Dans l'attente des dispositions réglementaires qui seront prises, la date de fin d'amortissement comptable de la centrale est à ce stade maintenue, à 2026.

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaire, thermique et hydraulique) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 12 737 millions d'euros (voir note 15 renvoi (3)).

Sur l'exercice 2023, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la hausse du taux d'actualisation, de la variation des prix d'électricité et des annonces des modalités post ARENH du marché de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 7 % au 31 décembre 2023 (6,3 % au 31 décembre 2022, soit une hausse de 70 points). S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes sociaux au 31 décembre 2023, bien que la stratégie d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) (voir note 15 renvoi (3)).

Sur la période 2024-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte baisse sur cet horizon par rapport à fin 2022) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 8). Ces hypothèses sont conformes au budget 2024 approuvé par le Conseil d'administration.

Le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France ⁽¹⁾ prévoit de mettre en place un nouveau dispositif destiné à succéder à l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) à compter du 1^{er} janvier 2026. Il prévoit notamment le versement par EDF d'une contribution composée d'une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires lorsque ceux-ci viendraient à excéder certains seuils, permettant alors une redistribution aux consommateurs.

Lors de la conférence de presse de Bruno Le Maire et d'Agnès Pannier-Runacher du 14 novembre 2023 et dans le document de consultation sur le projet de dispositif de protection des consommateurs du 23 novembre 2023, les seuils suivants ont été indiqués : au-delà de 78-80 €/2022/MWh et au-delà de 110 €/2022/MWh, les revenus du nucléaire seraient captés à hauteur respectivement de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2023.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA (*Power Purchase Agreement*) ENR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme – des rubans annuels de moyen terme de maturités 4 à 5 ans – qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyses de sensibilité

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh par an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (14,5) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (4,3) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de + 10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

(1) Projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de la France tel que transmis au Conseil national de la Transition écologique par saisine rectificative en date du 17 janvier 2024.

Note 16 Immobilisations financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

TITRES DE PARTICIPATION ET TITRES IMMOBILISÉS

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe.

Le cas échéant, une valeur d'utilité est déterminée sur la projection des flux de trésorerie futurs actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture :

- pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures ;
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

16.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Montants cumulés au 31/12/2022
Participations ⁽¹⁾	61 513	61 474
Créances rattachées aux participations	50	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	25 803	25 215
Autres titres immobilisés	86	94
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽³⁾	36 705	34 207
Total valeur brute des immobilisations financières	124 157	121 041
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽⁴⁾	(10 814)	(3 521)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁵⁾	(1 254)	(2 084)
Total dépréciations	(12 068)	(5 605)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	112 089	115 436

(1) La hausse des participations correspond principalement à une souscription par EDF Invest au capital de C91 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 52 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2023 est de 36 680 millions d'euros, et concerne principalement EDF International à hauteur de 18 155 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Renouvelables pour 7 114 millions d'euros, Enedis pour 4 884 millions d'euros, EDF Trading pour 2 531 millions d'euros, Dalkia pour 1 668 millions d'euros et EDF Energy pour 1 577 millions d'euros.

(4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF SA au 31 décembre 2023, conduit à déprécier notamment les titres de participation EDF International à hauteur de 7 013 millions d'euros (2 650 millions d'euros en 2022 (voir notes 2.1.5 et 11 renvoi (7))). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie.

En 2022, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume-Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International fait suite à l'annonce faite par le groupe EDF le 23 janvier 2024, d'une révision du calendrier et d'une réévaluation à la hausse des coûts à terminaison du projet HPC qui a engendré la comptabilisation d'une perte de valeur importante chez EDF Energy, réduisant ainsi sensiblement la valeur d'utilité (voir note 2.1.5).

(5) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2023 comparée à 2022 ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (6)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2023	Dépréciations 31/12/2023	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2023	% du capital détenu	Capitaux propres 2022	Résultats de l'exercice 2022	Dividendes reçus en 2023	Chiffres d'affaires 2022
Filiales								
EDF International ⁽¹⁾	25 930	9 663	16 267	100	14 620	(1 534)	-	-
C3 ⁽²⁾	11 196	-	11 196	100	11 486	137	130	-
EDEV ⁽³⁾	6 891	-	6 891	100	6 326	23	23	ns
CTE ⁽⁴⁾	2 705	-	2 705	50,1	5 350	413	174	-
EDF Holding SAS ⁽⁵⁾	1 950	-	1 950	100	3 092	947	947	-
EDF Immo ⁽⁶⁾	1 361	-	1 361	100	1 443	20	19	-
EDF Nam Theun Holding ⁽⁷⁾	437	28	409	100	446	61	32	-
Autres ⁽⁸⁾	4 445	853	3 592	100	3 908	181	263	147
Sociétés Holdings	54 915	10 544	44 371				1 588	
En France								
Enedis	2 700	-	2 700	100	7 048	1 606	1 258	15 473
Framatome	2 014	-	2 014	75,5	2 770	114	40	2 625
Dalkia	967	-	967	99,9	352	(117)	-	3 277
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	561	100	1 283	207	123	1 321
Edvance	12	-	12	80	19	13	1	635
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	3	50	9	-	-	8
À l'étranger								
Ermisson	14	14	-	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	84	3	-	18
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	-	50	8	ns	ns	4
Sociétés industrielles et commerciales	6 274	14	6 260				1 422	
Autres (GIE EIFER)	130	125	5				-	
TOTAL FILIALES	61 319	10 683	50 636				3 010	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.

(2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.

(3) EDF Développement Environnement est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI solutions Rénov, IZI confort, EDF ENR, Sowee), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) EDF Holding SAS détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(6) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(7) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(8) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2023	Dépréciations 31/12/2023	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2023	% du capital détenu	Capitaux propres 2022	Résultats de l'exercice 2022	Dividendes reçus en 2023
Report Total Filiales	61 319	10 683	50 636	-	-	-	3 010
Participations							
Dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %							
Trimet France	130	75	55	35	451	150	16
Dalkia Investissements	63	56	7	50,0	16	2	1
TOTAL	193	131	62				17
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %							
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	120	4	ns
TOTAL	1	-	1				-
TOTAL PARTICIPATIONS	194	131	63				17
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	61 513	10 814	50 699				3 027

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

16.4 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
Atmea	168					5
CTE		490		259		
Framatome		250		647		
EDF Energy	1 577	100		94		110
EDF Renouvelables	7 114					247
EDF International	18 155					423
EDF Trading	2 531	1 559		2 473		152
Edison						1
Enedis	4 884	302		1 294		86
Dalkia France	1 668	94		233		71
EDF PEI	415			125		10
EDF Luminus	80	63				2
Edvance	14	59		115		
Agregio				123		
Cyclife				65		
EDF Belgium				183		
Comptes courants ⁽²⁾				2 727		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 326		(255)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾			18 355		(612)	
Convention d'intégration fiscale				2 293		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont Enedis pour 1 127 millions d'euros, Sofilo pour 652 millions d'euros, EDF PEI pour 594 millions d'euros et EDF Immo pour 272 millions d'euros.

(3) Dont C3 pour 5 326 millions d'euros, EDF Holding SAS pour 3 900 millions d'euros, EDF Trading pour 2 789 millions d'euros, EDF Energy pour 2 056 millions d'euros et Edison pour 1 205 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	25 215	23 297	25 495	25 803	24 717	28 627

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2023, 24 717 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021 pour une durée de 18 mois avec une limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société. Il a été mis en œuvre en 2021 en vue de l'animation du marché du titre au travers du contrat de liquidité.

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentation	Diminution	31/12/2023
Valeur brute	7	-	(7)	-
Dépréciation	-	-	-	-
VALEUR NETTE	7	-	(7)	-

EDF a procédé sur le second semestre 2023 à l'annulation des 888 511 actions pour une valeur nette de 7 millions d'euros, par voie de réduction des capitaux propres (voir notes 22 renvoi (3) et 22.1), à suite de la décision du Président-Directeur Général du 31 juillet 2023.

16.7 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2023	Montants bruts au 31/12/2022
	< 1 an ⁽¹⁾	1 à 5 ans ⁽²⁾	> 5 ans ⁽³⁾		
Créances rattachées aux participations	1	-	49	50	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	8 291	16 150	12 264	36 705	34 207
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	8 292	16 150	12 313	36 755	34 258

(1) Dont 2,5 milliards d'euros à EDF Trading, 2,5 milliards d'euros à EDF Renouvelables et 2,1 milliards d'euros à EDF International, correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(2) Dont 10,7 milliards d'euros à EDF International, 3,6 milliards d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit et 0,9 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit.

(3) Dont 5,3 milliards d'euros à EDF International, 3,7 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2023 pour 2,7 milliards d'euros à EDF Renouvelables, 2,5 milliards d'euros à EDF International et (2,6) milliards d'euros de remboursement de la part EDF Trading.

Note 17 Stocks et en-cours

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des certificats d'émission de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

MATIÈRES ET COMBUSTIBLE NUCLÉAIRES

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D5 94-1 du Code de l'environnement.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS D'EXPLOITATION

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

CERTIFICATS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne⁽¹⁾).

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif « Fit for 55 », la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs réhaussant l'objectif de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC. Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les certificats d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de certificats d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux certificats d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les certificats d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit for 55*.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	9 801	(24)	9 777	8 929	(24)	8 905
Autres matières premières*	445	(230)	215	351	-	351
Autres approvisionnements	2 463	(299)	2 164	2 833	(294)	2 539
En cours de production et autres stocks	1 164	-	1 164	1 038	-	1 038
TOTAL STOCKS	13 873	(553)	13 320	13 151	(318)	12 833

* La baisse des autres matières premières s'explique principalement par la comptabilisation d'une dépréciation du stock de charbon à hauteur de (230) millions d'euros en 2023 en raison d'un moindre recours aux moyens de production fonctionnant au charbon dans un contexte de meilleures disponibilités notamment des centrales nucléaires.

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2023	Montants bruts au 31/12/2022
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	448	150	158	756	727
• Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	4 028	-	-	4 028	2 689
Factures à établir ⁽¹⁾	11 469	-	-	11 469	18 676
• Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	3 449	69	254	3 772	5 588
Créances d'exploitation	18 946	69	254	19 269	26 953
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	1 360	530	869	2 759	3 603
Disponibilités	8 147	-	-	8 147	6 810
Charges constatées d'avance	468	308	361	1 137	1 089
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	29 369	1 057	1 642	32 068	39 182

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2023. La baisse de ce poste s'explique principalement par une diminution de l'encours des créances commerciales à la suite de la mise en œuvre sur 2023 d'un programme de titrisation portant sur des créances clients, ainsi que la diminution des créances vis-à-vis d'EDF Trading, dont le niveau était particulièrement élevé au 31 décembre 2022 dans un contexte de forte hausse des prix (électricité et gaz).

(2) En 2023, elles comprennent 2 539 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (2 698 millions d'euros en 2022).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (591 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 108 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les valeurs mobilières de placement sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variation
OPCVM	1 369	1 115	254
TCN court terme en euros et en devises ⁽¹⁾	372	-	372
Obligations	18 214	17 236	978
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	105	96	9
Total valeur brute ⁽²⁾	20 060	18 447	1 613
Dépréciations	(553)	(730)	177
TOTAL VALEUR NETTE	19 507	17 717	1 790

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2023 ainsi qu'au 31 décembre 2022 (voir note 26.6.5).

(2) L'augmentation du portefeuille des valeurs mobilières de placement résulte principalement de la détention de Junior Notes émises sur l'exercice 2023, à l'occasion d'un programme de titrisation des créances clients pour un montant de 1 689 millions d'euros. Par ailleurs, la gestion du portefeuille vise à assurer la liquidité notamment par le recours à des opérations de mises en pension tout en dégagant un rendement positif.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variation
Valeurs mobilières de placement	20 060	18 447	1 613
Disponibilités	8 738 ⁽¹⁾	6 918 ⁽¹⁾	1 820
Sous total à l'actif du bilan	28 798	25 365	3 433
OPCVM (en euros)	(1 369)	(1 115)	(254)
TCN (en euros)	(282)	-	(282)
TCN (en devises)	(90)	-	(90)
Titres reçus en garantie	-	-	-
Obligations	(18 214)	(17 236)	(978)
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(105)	(96)	(9)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(20 060)	(18 447)	(1 613)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(9 041)	(8 384)	(657)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	(303)	(1 466)	1 163
Élimination de l'incidence des variations de change			92
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(240)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			1 015

* Voir tableau de flux de trésorerie

(1) Dont 591 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2023 contre 108 millions d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 18 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, EDF Trading, EDF Energy, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font, quant à elles, parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 21 Écarts de conversion-actif

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2023 une perte de change de 1 187 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 936 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 637 millions d'euros au 31 décembre 2022) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
 - au solde au 31 décembre 2023 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 251 millions d'euros (266 millions d'euros au 31 décembre 2022). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021, 2022 et 2023) est comptabilisé en écarts de conversion-actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2023 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2022).
- Retraité des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de (251) millions d'euros et par des *swaps* de change en couverture des titres actifs dédiés pour un montant de (517) millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 419 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 25 renvoi (1)).

Note 22 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2021	1 619	21 772	7 787	1 457	167	5 777	38 579
Affectation du résultat 2021	-	7	1 450	(1 457)	-	-	-
Résultat 2022	-	-	-	(30 648)	-	-	(30 648)
Augmentation de capital du 13.06.2022	66	913	-	-	-	-	979
Distribution de dividendes	-	-	(1 050)	-	-	-	(1 050)
Augmentation de capital du 07.04.2022	249	2 899	-	-	-	-	3 148
Augmentation de capital du 25.07.2022	9	94	-	-	-	-	103
Augmentation de capital du 07.12.2022	1	9	-	-	-	-	10
Autres variations ⁽¹⁾	-	4	-	-	51	(35)	20
Situation au 31 décembre 2022	1 944	25 698	8 187	(30 648)	218	5 742	11 141
Affectation du résultat 2022	-	-	(30 648)	30 648	-	-	-
Résultat 2023	-	-	-	7 710	-	-	7 710
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital 2023 ⁽²⁾	141	2 249	-	-	-	-	2 390
Réduction de capital 2023 ⁽³⁾	(1)	(6)	-	-	-	-	(7)
Acompte sur dividendes 2023	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	(9)	(106)	(114)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2023	2 084	27 942	(22 461)	7 710	209	5 636	21 120

(1) Les subventions d'investissement intègrent l'attribution par l'État français d'une subvention pour le projet SMR (Small Modular Reactors) pour 50 millions d'euros (voir note 14).

(2) Voir notes 22.1 et 22.3.

(3) Voir notes 22.1 et 16.6.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2023, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros, composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

Fin 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en circulation au 31 décembre 2022 a été convertie conduisant à des augmentations de capital social successives pour 140 950 086,50 euros à la suite de l'émission de 281 900 173 actions nouvelles (voir note 2.2.7 et le tableau de la note 22 renvoi (2)).

Le 31 juillet 2023, EDF a procédé à l'annulation des 888 511 actions pour une valeur nette de 7 millions d'euros, par voie de réduction des capitaux propres, à la suite de la décision du Président-Directeur Général (voir tableau de la note 22 renvoi (3) et note 16.6).

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 28 juin 2023 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2023 au titre de l'exercice 2022.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2023.

22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)

Le 8 septembre 2020, EDF avait réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANES VERTES ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (voir note 2.4.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2020).

Sur l'exercice 2022, 882 340 OCEANES avaient été converties, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions et une augmentation des capitaux propres d'EDF SA de 9,6 millions d'euros dont 0,57 million d'euros de capital social.

Dans le cadre de l'Offre publique d'achat initiée par l'État français (voir note 2.2.7), l'État s'était porté acquéreur de 127 147 355 OCEANES, conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES.

En 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en stock au 31 décembre 2022 a été convertie en 281 900 173 actions nouvelles.

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des OCEANES restantes, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access.

L'ensemble de ces opérations, au cours de l'année 2023, majore les capitaux propres d'EDF SA de 2 390 millions d'euros dont 141 millions d'euros de capital social (voir tableau de la note 22 renvoi (2)).

Note 23 Autres fonds propres

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *pro rata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2023, les autres fonds propres présentent un solde de 11 979 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 2 684 millions d'euros et 1 857 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en octobre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 2019 valorisés pour un montant de 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 088 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 244 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour un montant de 1 358 millions d'euros (voir note 2.2.3)).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée s'élève à 602 millions d'euros au 31 décembre 2023 (569 millions d'euros au 31 décembre 2022). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant de 2 098 millions de dollars émises en janvier 2013. EDF avait ainsi reclassé au 31 décembre 2022 un montant de 1 966 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement.

EDF a annoncé le 6 juin 2023, le lancement d'une offre contractuelle de rachat visant tout ou partie de la souche des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant total de 1 500 millions d'USD émise en janvier 2014. Il a été procédé au rachat de 901 millions d'USD le 20 juin 2023 conduisant à ramener la souche à une valeur nominale nette de ce rachat à hauteur de 599 millions d'USD.

EDF a confirmé le 7 juillet 2023, à l'occasion du résultat de l'offre de rachat, qu'elle a procédé à un rachat complémentaire de 3 millions d'USD avec une date de règlement fixée au 10 juillet 2023. À la clôture de l'offre, le montant en principal des titres toujours en circulation représentait 596 millions d'USD.

EDF a exercé son option de rachat au 22 janvier 2024 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant de 596 millions d'USD émises en janvier 2014. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2023 un montant total de 539 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 2.2.3 et 31 renvoi (3)).

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) :

Date d'émission*	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
06/2023	1 500	USD	10 ANS	9,13 %

* Date de réception des fonds.

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Contre-valeur des biens	138	106
Écarts de réévaluation	710	733
Amortissement de caducité	491	431
Concessions d'énergie hydraulique	1 339	1 270
Contre-valeur des biens	2 218	2 131
Financement du concessionnaire non amorti	(1 439)	(1 354)
Amortissement du financement du concédant	391	376
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	7
Concessions de distribution publique*	1 176	1 160
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 515	2 430

* Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 25 Provisions pour risques

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux ; elles concernent principalement les activités gazières GNL (contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			31/12/2023
	31/12/2022	Exploitation ⁽²⁾	Financières	Suite à utilisation ⁽²⁾	Sans objet ⁽²⁾	Financières	
Provisions pour pertes de change ⁽¹⁾	1 057	-	155	-	-	(793)	419
Provisions pour contrats déficitaires	488	46	(5)	(59)	-	-	470
Autres provisions pour risques	368	205	-	(214)	(17)	-	342
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	1 913	251	150	(273)	(17)	(793)	1 231

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 419 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 21) concernent principalement les autres emprunts après couvertures pour 296 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 638 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (8)).

(2) Voir note 5.

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 26.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ^{(1) (3)}	31/12/2023
	31/12/2022	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	11 379	2 475	603	(913)	-	332	13 876
• dont non liées au cycle d'exploitation	1 607	77	102	(21)	-	(5)	1 760
• dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 195	9	60	(45)	-	-	1 219
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	21	814	(212)	(113)	220	13 205
Provisions pour aval du cycle nucléaire	23 854	2 496	1 417	(1 125)	(113)	552	27 081
dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	22 659	2 487	1 357	(1 080)	(113)	552	25 862
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 195	9	60	(45)	-	-	1 219
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	294	954	(224)	-	301	18 419
Provisions pour derniers cœurs	2 434	-	118	-	-	168	2 720
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19 528	294	1 072	(224)	-	469	21 139
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	43 382	2 790	2 489	(1 349)	(113)	1 021	48 220
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	42 187	2 781	2 429	(1 304)	(113)	1 021	47 001
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 195	9	60	(45)	-	-	1 219

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

- (1) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par la signature d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (voir note 26.1 et note 29.1 renvoi (1)) présentée ainsi :
- en « dotation d'exploitation » pour 1 926 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat ;
 - en « autres mouvements » pour 290 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.
- (2) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 2 109 millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 26.5) comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 396 millions d'euros (voir note 11 renvoi (5)).
- (3) Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 26.5) pour les provisions adossées à des actifs pour 405 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

26.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) (13 876 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixait les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations étaient en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2024-2026. Ces négociations avaient conduit à enregistrer une provision pour risques et charges de 854 millions d'euros au 31 décembre 2022. Au premier semestre 2023 une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1 026 millions d'euros a été reconnue pour atteindre 1 880 millions d'euros correspondant à la meilleure estimation à cette date de l'impact sur les provisions de l'issue des négociations, sur la base de la dernière contreproposition d'EDF à Orano Recyclable d'avril 2023 (voir notes 5 renvoi (1) et 29.1 renvoi (1)).

En septembre 2023, les négociations ont convergé avec notamment la signature d'un accord sur les principes du futur contrat d'application (avenant 2024-2026 à l'accord-cadre) se traduisant par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé (en lieu et place de la provision pour autres charges).

Cet accord qui représente notamment une rémunération moyenne du contrat en augmentation de 39 % (en euros 2024) par rapport à la moyenne prévue pour la période 2016-2023 (en euros 2020), intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano rencontrées depuis quelques années (et qui s'atténuent progressivement), qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce qui augmente temporairement les quantités à entreposer avant recyclage.

Les études sur des solutions transitoires ont notamment conduit sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, à l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue courant 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usé), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 26.6). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, a fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ».

À cette issue, EDF a mis en place sur 2023 un dispositif structuré d'échanges et de dialogues continus, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet. Ainsi, en 2023, plus de 30 rencontres avec le public se sont tenues. Le dispositif de concertation se poursuit dans la perspective d'une enquête publique en 2025. Le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création est prévu à la fin du premier trimestre 2024. Par ailleurs, en septembre 2023, EDF et Orano ont conclu un accord sur les modalités de mise à disposition du terrain par Orano.

Au total, les provisions portant sur des dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 219 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 760 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à la Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans-sur-Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 439 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;

- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2023	31/12/2022
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaïnes (ANDRA)	3 176	2 958
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïnes (ANDRA)	369	363
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigeo)/ Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	9 660	9 154
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		13 205	12 475

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les générateurs de vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisé mi-janvier 2024.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2023

Comme en 2022, la révision annuelle 2023 a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5^e PNGMDR 2022-2026 (publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixaient l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaïnes. Ce dossier est en cours de finalisation par l'ANDRA pour envoi à l'ASN début 2024.

Par ailleurs, les premiers résultats des études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique des déchets de type « Graphite » permettraient d'envisager que le graphite issu du démantèlement du premier réacteur UNGG démantelé (Chinon A2) soit stocké non pas à ce centre de stockage en projet mais au CSA (Centre de Stockage de l'Aube, accueillant les déchets faiblement activés à vie courte). L'ANDRA a rendu un avis préliminaire indiquant que ces déchets entraient dans le cadre des spécifications radiologiques du CSA. L'analyse se poursuit sur la nature des colis et des déchets.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique – Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. Une actualisation de ce coût est attendue à horizon 2025.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 805 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuations vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais a souligné l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA a été engagé en appui au dossier de demande d'autorisation de création et se poursuivra durant l'instruction du Décret d'Autorisation de Création ;
- 2020 : une revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux. Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2023, les dispositions associées à cette loi restent à préciser et à encadrer par l'État afin d'éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre ;
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'ANDRA d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour en 2022 pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Suite au dépôt en janvier 2023 de la demande d'autorisation de création (DAC) par l'ANDRA auprès du ministère de la Transition énergétique, l'ASN a publié le 22 juin 2023 une note d'information confirmant la recevabilité de ce DAC. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier : le GP1 (Groupe Permanent 1) est prévu en avril 2024, le GP2 fin 2024 et le GP3 mi-2025, pour un avis ASN prévu en septembre 2025. En octobre 2023, le Conseil constitutionnel, saisi par le Conseil d'État a confirmé le caractère constitutionnel du projet et le fait que celui-ci préservait les droits des générations futures.

Le décret d'autorisation de création est attendu à horizon 2027.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant de 855 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. Depuis, ICEDA a réalisé cinq campagnes de conditionnement de déchets dont le premier emballage de déchets activés d'exploitation de Fessenheim qui est arrivé en septembre 2023.

26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2023
	31/12/2022	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation ⁽¹⁾	Sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	-	585	(9)	-	301	13 002
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	294	369	(215)	-	-	5 417
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	17 094	294	954	(224)	-	301	18 419

(1) Les dotations d'exploitation correspondent pour l'essentiel à des améliorations de méthodologie de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs. Les reprises correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2023.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis (voir note 26.5), ainsi que les autres révisions de devis précisées ci-dessous, pour les provisions adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations à la suite de cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffre reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffres du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet de mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffres n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim en lieu et place d'une évaluation via une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant).

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,3 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (22,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte ⁽¹⁾ du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₃) s'élève à environ 0,56 milliard d'euros, pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^e génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

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

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;

- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

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

De 2016 à 2021

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du ministère de la Transition écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

(1) Un premier état des lieux a permis d'identifier et d'enclencher un traitement prioritaire sur 3 grandes familles d'équipements : les moyens de levage, la détection incendie et le contrôle commande. En complément, une étude globale sur le sujet, basée sur un criblage systématique des matériels et équipements, est en cours et sera poursuivie en 2024.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte un effet au titre de l'augmentation prévisible, au-delà des prévisions d'inflation, des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) à la suite de la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Au 31 décembre 2023, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	340	297
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	994	825
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 172	3 196
Réacteur à eau lourde – Brennilis	392	341
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	637	561

* Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,0 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,1 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et

l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé avec la fin de la vidange de la piscine réacteur à l'été 2023. La découpe de la cuve elle-même aura lieu à partir de 2025, pour se terminer en 2026. Un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les Neutrinos. La fin de la reconfiguration de la caverne est prévue en 2033 en vue de son transfert au CNRS. Le déclassement de l'installation devrait être obtenu fin 2035 ;

- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le dossier de démantèlement de la Centrale a été déposé en décembre 2020 au ministre de la Transition écologique et à l'ASN. Début 2022, la Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'IRSN a rendu son avis le 1^{er} juin 2023. Son rapport ne met pas en évidence de divergence technique ou d'approche ni dans la démonstration de sûreté, ni dans l'étude d'impact. Sur la base des engagements d'EDF et du rapport de l'IRSN, le Groupe Permanent (GP), qui s'est tenu le 22 juin 2023, a retenu une seule recommandation : « le GP recommande qu'EDF présente, en amont de la mise en œuvre des opérations de démantèlement des cuves et de leurs internes, un dossier justifiant les dispositions techniques et organisationnelles de conception et d'exploitation retenues pour maîtriser les risques de dissémination de substances radioactives et d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants associés à ces opérations ».

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2023, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel avec notamment l'évacuation de l'ensemble du combustible et la décontamination chimique complète des deux tranches du circuit primaire ;

- Réacteurs Uranium Naturel Graphite Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de

recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;

- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. La découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2040.

26.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date

de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement (voir note 26.1).

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,35 % pour 2023. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2023 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,2 % ; 3 %] ([2,7 % ; 3,3 %] à fin 2022) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3 % ; 3,2 %] ([3,3 % ; 3,4 %] à fin 2022) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,35 % (3,43 % à fin 2022) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations *Investment Grade* et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,0 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2023 (2,5 % au 31 décembre 2022).

La baisse du taux d'actualisation reflète la baisse observée des taux des OAT en toute fin d'année 2023 ainsi que dans une moindre mesure celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2022 due à une anticipation des marchés de la baisse de l'inflation qui s'amorce.

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, avec une inflation 2023 très supérieure à l'inflation long terme, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 801 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial correspondant à l'inflation long terme.

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 1^{er} juillet 2020, ce plafond est applicable à compter de l'année 2023 (avant cet arrêté, le plafond annuel était calculé avec une formule transitoire jusqu'en 2023 et la formule cible de calcul du plafond n'était applicable qu'à partir de 2024) ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 27 décembre 2023, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2023 (2,85 % au 31 décembre 2022).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2023 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 998	12 657	16 194	10 184
Dont non liée au cycle d'exploitation	3 658	1 760	3 417	1 607
Gestion à long terme des déchets radioactifs	38 467	13 205	36 996	12 475
Aval du cycle nucléaire	57 465	25 862	53 190	22 659
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	23 335	13 002	21 381	12 125
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 832	5 417	8 219	4 969
Derniers cœurs	4 668	2 720	4 189	2 434
Déconstruction et derniers cœurs	36 835	21 139	33 789	19 528
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		47 001		42 187

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	2023		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible utilisé	10 117	8 881	18 998
<i>Dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>611</i>	<i>3 047</i>	<i>3 658</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 633	32 834	38 467
Aval du cycle nucléaire	15 750	41 715	57 465
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	483	22 852	23 335
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 503	5 329	8 832
Derniers cœurs	722	3 946	4 668
Déconstruction et derniers cœurs	4 708	32 127	36 835

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 43 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 35 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2023	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion du combustible utilisé	13 876	(232)	246	194	(206)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	(722)	810	565	(642)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	(571)	601	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	(163)	174	163	(174)
• derniers cœurs	2 720	(93)	99	-	-
TOTAL	48 220	(1 781)	1 930	922	(1 022)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>33 989</i>	<i>(1 571)</i>	<i>1 710</i>	<i>801</i>	<i>(895)</i>

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (908)/945 millions d'euros dont 473/(497) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6 Actifs dédiés

26.6.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020.

Le décret du 22 novembre 2023 actualise des règles d'investissements des actifs dédiés permettant de fixer certaines limites en fonction de l'échéancier des décaissements et de prévoir de nouvelles règles relatives au risque de concentration. En particulier, les titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 26.6.2 ci-après), ne font plus dorénavant l'objet de limites spécifiques. Par ailleurs, le décret élargit les possibilités d'investissement dans des actifs non cotés et la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.

26.6.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2023, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 482 millions d'euros, dont 8 657 millions d'euros d'actifs de rendement.

26.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir note 26.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

26.6.4 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment : les participations d'EDF dans CTE, Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Orange Concessions, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecwest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis).

26.6.5 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2023 est la suivante :

		31/12/2023		31/12/2022	
(en millions d'euros)	Notes	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		6 956	8 657	7 314	8 772
Titres de participation (dont CTE) ⁽¹⁾	16.2	6 510	8 199	6 860	8 327
Fonds non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	443	455	433	424
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	3	3	21	21
Actifs de croissance		10 319	14 036	9 990	12 251
Actions – Parts d'OPC	16.5	9 730	13 392	9 480	11 625
Fonds actions non cotées (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	588	589	505	553
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	1	55	5	73
Actifs de taux		13 972	14 192	12 886	12 881
Obligations	16.5	12 277	12 488	11 103	11 101
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	226	236	204	215
Portefeuille de Trésorerie	16.5	1 095	1 104	1 412	1 414
Fonds diversifiés de dettes	16.5	358	363	160	163
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	16	1	7	(12)
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS ⁽³⁾		31 247	36 885	30 190	33 904

(1) Dont participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 257 millions d'euros (1 142 millions d'euros au 31 décembre 2022) pour une valeur de réalisation de 1 280 millions d'euros (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2023 ainsi qu'au 31 décembre 2022.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2023.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 107,1 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 760	1 607
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	12 475
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	17 094
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	605	473
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	33 989	31 649

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2023

L'année 2023 a été marquée par la hausse de valeur des actifs risqués, qui a partiellement compensé la baisse enregistrée en 2022. Ce mouvement reflète un environnement économique porteur : la croissance économique, notamment aux États-Unis, a fait preuve d'une grande résilience malgré le durcissement des conditions financières, et surtout la décade rapide de l'inflation a permis aux banques centrales de mettre fin au cycle de resserrement monétaire.

Malgré la baisse des taux observée en fin d'année, les performances des actions et des obligations ont été excellentes en 2023.

Le portefeuille actions cotées a ainsi progressé de 18,43 % en 2023. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 22,69 % sur les actions d'Amérique du Nord, 14,38 % en Europe, 19,20 % au Japon, et 5,22 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 8,59 % en 2023, malgré des fluctuations importantes du niveau des taux. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 8,02 %, le portefeuille Crédit EUR *investment grade* de 9,04 %, et le crédit *high yield* court terme de 6,54 %.

En 2023, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au second semestre 2023, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans l'immeuble de bureaux Memphis à Paris (voir communiqué de presse EDF Invest du 20 décembre 2023) et a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques

situés en Suède (Nordic Logistic) le 31 janvier 2024. En octobre 2023, EDF Invest a signé l'acquisition, dans le cadre d'un consortium, d'une participation dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Cet investissement dans les infrastructures de transport a été finalisé le 8 février 2024.

Au 31 décembre 2023, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 449 millions d'euros dont 1 349 millions d'euros dans le résultat financier et 100 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (952 millions d'euros), des reprises de dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution favorable des marchés financiers (416 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (100 millions d'euros).

Note 27 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une

part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

La loi du 14 avril 2023 portant réforme des retraites prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux...) (voir note 2.3.2).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG (y compris aux inactifs recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023). Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement, et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dotations		Reprises		31/12/2023
		Exploitation ^{(1) (4)}	Financières ⁽³⁾	Exploitation ^{(2) (4)}	Financières ⁽⁵⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	11 167	592	880	(690)	(368)	11 581
Avantages à long terme	925	82	34	(87)	-	954
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	12 092	674	914	(777)	(368)	12 535

(1) Dont 292 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 278 millions d'euros au titre des droits acquis relatifs au coût des services passés (impact de la réforme des retraites (voir note 2.3.2)), 102 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.

(2) Dont (701) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (46) millions d'euros au titre des droits acquis relatifs au coût des services passés (impact de la réforme des retraites (voir note 2.3.2)) et (30) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(3) Voir note 11.

(4) Voir note 5.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2022	23 713	(9 203)	14 510	(9)	(2 409)	12 092
Charge nette de l'exercice 2023	1 438	(368)	1 070	2	72	1 144
Variation du coût des services passés non comptabilisé	(10)	-	(10)	10	-	-
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(99)	(617)	(716)	-	716	-
Cotisations versées aux fonds	-	(20)	(20)	-	-	(20)
Prestations versées	(1 109)	428	(681)	-	-	(681)
SOLDE AU 31/12/2023	23 933	(9 780)	14 153	3	(1 621)	12 535

6.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2023 s'élèvent à (99) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour 1 868 millions d'euros ;
- la variation du taux d'inflation pour (1 082) millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour (885) millions d'euros, principalement liée à l'évolution d'hypothèses concernant le plafond de la Sécurité Sociale et la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Coût des services rendus de l'exercice	292	574
Charges d'intérêts (actualisation) ⁽¹⁾	914	419
Rendement escompté des actifs de couverture	(368)	(220)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	9	197
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	63	(89)
Coût des services passés droits acquis ⁽²⁾	232	-
Coût des services passés droits non acquis	2	2
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 144	883
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	598	684
Résultat financier	546	199

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 914 millions d'euros augmentent de 495 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2022, conséquence de la hausse du taux d'actualisation entre le 1^{er} janvier 2023 (3,9 %) et le 1^{er} janvier 2022 (1,3 %).

(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à 232 millions d'euros au 31 décembre 2023 (sans équivalent au 31 décembre 2022), conséquence de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.

(3) En 2023, le montant correspond aux dotations d'exploitation (674 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (30 millions d'euros) et des droits acquis relatifs au coût des services passés (46 millions d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dotations		Reprises		31/12/2023
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Retraites	7 242	454	686	(494)	(353)	7 535
Charges CNIEG	466	5	14	(23)	-	462
Avantages en nature énergie	2 546	73	129	(115)	-	2 633
Indemnités de fin de carrière	100	26	19	(30)	(15)	100
Autres	813	34	32	(28)	-	851
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	11 167	592	880	(690)	(368)	11 581

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés		Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 838	(9 351)	-	(952)		7 535
Charges CNIEG	380	-	-	82		462
Avantages en nature énergie	3 362	-	-	(729)		2 633
Indemnités de fin de carrière	522	(414)	3	(11)		100
Autres	877	(15)	-	(11)		851
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2023	22 979	(9 780)	3	(1 621)		11 581

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés		Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 832	(8 812)	-	(1 778)		7 242
Charges CNIEG	339	-	-	127		466
Avantages en nature énergie	3 310	-	-	(764)		2 546
Indemnités de fin de carrière	503	(377)	-	(26)		100
Autres	805	(14)	(9)	32		813
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2022	22 789	(9 203)	(9)	(2 410)		11 167

28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan.

Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dotations		Reprises		31/12/2023
		Exploitation	Financières	Exploitation		
Rentes accidentés du travail et maladies professionnelles	797	61	28	(81)		805
Médailles du travail	111	21	5	(5)		132
Divers	17	-	1	(1)		17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	925	82	34	(87)		954

28.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 780 millions d'euros au 31 décembre 2023 (9 203 millions d'euros au 31 décembre 2022).

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution plus favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	9 780	9 203
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	9 351	8 812
<i>Dont en % :</i>		
Actions	31 %	33 %
Obligations monétaires	67 %	65 %
Immobilier	2 %	2 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	414	377
<i>Dont en % :</i>		
Actions	41 %	31 %
Obligations monétaires	59 %	69 %
Autres actifs de couverture	15	14

28.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,40 % au 31 décembre 2023 (3,90 % au 31 décembre 2022) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2,00 % au 31 décembre 2023 (2,30 % au 31 décembre 2022) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,89 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 4,10 % pour 2023 (1,72 % pour 2022) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,27 % pour 2023 (1,45 % pour 2022).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur durée, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un

panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,40 % au 31 décembre 2023 (3,90 % au 31 décembre 2022). La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée fin 2023.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 2,00 % (2,30 % au 31 décembre 2022).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 3,10 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels

29.1 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2023
		Exploitation		Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	40	42		(28)	(2)	-	52
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	278	13		-	(1)	(4)	286
• aux autres charges*	1 373	1 062		(1 944)	(11)	-	480
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	1 691	1 117		(1 972)	(14)	(4)	818

* Au 31 décembre 2022, une provision pour charges à hauteur de 854 millions d'euros avait été enregistrée au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026. Sur le 1^{er} semestre 2023, il a été procédé à la comptabilisation d'une dotation complémentaire de 1 026 millions d'euros au titre des négociations en cours sur ce contrat, pour atteindre 1 880 millions d'euros à fin juin 2023. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage, a donné lieu à une reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros, ainsi que la comptabilisation d'une dotation aux provisions pour gestion du combustible usé de 2 216 millions au titre de la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges antérieurement comptabilisée (voir notes 5 et 26.1).

29.2 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'événements passés et dont l'existence ne serait confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2023 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour la période 2008 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme.

À l'issue des différents jugements et procédures, le Conseil d'État a confirmé définitivement leur non-déductibilité par un arrêt du 31 mars 2023. La Société avait tiré, dès 2020, les conséquences comptables et financières d'une première décision du Conseil d'État dans le même sens dans ses comptes.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a, par ailleurs, remis en cause la déductibilité fiscale d'autres provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

En exécution de ce jugement, la Société a fait appel de la partie défavorable de la décision à l'entreprise et a décaissé 297 millions d'euros en 2022 (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). Par ailleurs, le ministre a fait appel de la partie favorable.

Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs, en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de Commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de Commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Une nouvelle déclaration de saisine a été déposée par EDF devant la Cour d'appel. EDF a de nouveau fait appel et une nouvelle audience devant une nouvelle formation de la Cour d'appel est prévue le 26 février 2024.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,9 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,8 millions d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,7 million d'euros et 2,4 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Un jugement du Tribunal de commerce du 27 mars 2023 a confirmé le désistement de la société Plüm du contentieux contre EDF. En outre, le 24 mai 2023, le Tribunal de commerce a débouté Arcelor Mittal de ses demandes. Un certificat de non-appel a été obtenu le 8 novembre 2023. Ces deux contentieux sont clos.

Le 16 janvier 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond dans le dossier Vattenfall condamnant EDF à verser à cette société 5 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF dispose d'un mois pour faire appel à compter de la signification du jugement.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2022, le groupe EDF faisait l'objet de trois procédures (plainte Réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence.

À la suite d'une saisine d'office en date du 4 novembre 2019 concernant la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur visant EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV, l'ADLC a prononcé par décision en date du 7 décembre 2023, un non-lieu sur l'ensemble du dossier.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF. Ainsi, un contrôle URSSAF relatif aux années 2020 à 2022 s'est achevé sur 2023. Les conclusions sont attendues sur le 1^{er} semestre 2024.

Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de Commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

Compte tenu du peu d'arguments (et de leur faiblesse) développés par E-Pango à l'encontre d'EDF, les chances de voir EDF écartée de toute responsabilité sont jugées importantes.

L'affaire a été renvoyée au 12 février 2024.

Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours juridique notamment sur la possibilité de mettre en place un prélèvement antérieurement au 1^{er} décembre 2022. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 8). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

Note 30 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2023	Montant brut au 31/12/2022
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 924	11 097	37 393	51 414	48 214
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	1 026	13 453	664	15 143	17 675
Autres emprunts	8 595	5	-	8 600	19 960
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	-	9	25	34	27
• autres dettes	2 929	2 542	1	5 472	6 637
Dettes financières (voir note 31)	15 474	27 106	38 083	80 663	92 513
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	2 520	-	-	2 520	8 164
Dettes fournisseurs et comptes rattachés ⁽²⁾	9 980	-	57	10 037	16 743
Dettes fiscales et sociales ⁽³⁾	7 625	-	-	7 625	6 697
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 520	-	-	2 520	2 244
Comptes créditeurs ⁽⁴⁾	30 310	3	3 223	33 536	28 535
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	50 435	3	3 280	53 718	54 219
Instruments de trésorerie ⁽⁵⁾	1 737	563	613	2 913	4 434
Produits constatés d'avance ⁽⁶⁾	632	1 054	1 681	3 367	2 949
TOTAL DETTES	70 798	28 726	43 657	143 181	162 279

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023 (7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022). La baisse de ce poste s'explique principalement par la mise en œuvre sur 2023 d'un programme de titrisation portant sur des créances clients.

(2) La baisse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix (électricité et gaz) en fin d'année 2022.

(3) Au 31 décembre 2023, l'augmentation des dettes fiscales et sociales est corrélée principalement à la hausse de la TVA collectée sur le chiffre d'affaires. Ce poste inclut également un montant de 49 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (60 millions d'euros au 31 décembre 2022), sachant qu'une baisse de la TICFE-CSPE est appliquée depuis le 1^{er} février 2022 à tous les consommateurs au TRVE et en offres de marché, dans le cadre du bouclier tarifaire (voir note 3.1).

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2023, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 2 030 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022.

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 163 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 1 734 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(6) Au 31 décembre 2023, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 089 millions d'euros (1 777 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Ils intègrent également le solde de l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat (24 ans).

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF SA au titre de 2023 s'élève à 14 126 millions d'euros et se détaille principalement comme suit :

- à hauteur de (2 193) millions d'euros au titre des obligations d'achat. Ces charges sont négatives en 2023 du fait des prix de marché de l'électricité élevés et supérieurs au coût de l'énergie soutenue par EDF (voir note 4) ;
- un montant de 13 992 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals. Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 12 446 millions d'euros et les amortisseurs électricité à hauteur de 1 458 millions d'euros, la compensation du bouclier tarifaire gaz représente 88 millions d'euros (voir note 3.1).

- à hauteur de 2 297 millions d'euros au titre des surcoûts de production dans les zones non interconnectées et de solidarité.

Les montants encaissés sur l'année 2023 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 10 010 millions d'euros. Ce montant est inhérent au solde du mécanisme au titre de l'année 2022 pour 2 053 millions d'euros et des versements au titre du mécanisme 2023 à hauteur de 7 957 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, EDF SA constate ainsi sous ces différents effets une dette d'exploitation vis-à-vis de l'État de 2 030 millions d'euros, contre 6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Note 31 Dettes financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des OCEANes réalisée en septembre 2020, EDF a décidé d'appliquer pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2022	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2023
Emprunts en euros	2 882	-	-	-	(2 390)	492
Emprunts en devises	11 569	3 330	-	(528)	-	14 371
<i>Euro-Medium Term Notes</i> (EMTN) (en euros)	19 173	3 250	(2 000)	-	-	20 423
<i>Euro-Medium Term Notes</i> (EMTN) (en devises)	14 590	1 532	-	6	-	16 128
Emprunts obligataires ⁽¹⁾	48 214	8 112	(2 000)	(522)	(2 390)	51 414
Emprunts long terme (en euros)	15 142	1 000	(2 685)	-	-	13 457
Emprunts long terme (en devises)	2 333	-	(563)	(84)	-	1 686
Emprunts court terme (en euros)	200	-	(200)	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit ⁽²⁾	17 675	1 000	(3 448)	(84)	-	15 143
Titres de créances négociables (en euros)	9 598	-	(4 549)	-	-	5 049
Titres de créances négociables (en devises)	1 088	-	(1 100)	12	-	-
Emprunts contractuels à caractère financier	9 274	23 159	(28 883)	1	-	3 551
Autres emprunts ⁽³⁾	19 960	23 159	(34 532)	13	-	8 600
Total emprunts	85 849	32 271	(39 980)	(593)	(2 390)	75 157
Avances sur consommation	27	-	-	-	7	34
Autres dettes financières diverses	5 712	1 356	(4 009)	59	439	3 557 ⁽⁴⁾
Comptes bancaires créditeurs	37	-	-	-	762	799
Débets bancaires différés	18	-	-	-	6	24
Intérêts à payer	870	-	-	-	222	1 092
Total autres dettes financières diverses	6 637	1 356	(4 009)	59	1 429	5 472
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	92 513	33 627	(43 989)	(534)	(954)	80 663

(1) L'augmentation du poste résulte des émissions d'obligations sénior multi-tranches pour un montant global de 8 112 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.4, 2.2.5 et 2.2.6) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 000) millions d'euros et un effet change pour un montant de (522) millions d'euros. Par ailleurs, à l'issue de l'offre de rachat initié par l'État et sa demande de conversion en actions des dernières OCEANes en circulation après le retrait obligatoire du 8 juin 2023, la dette obligataire a été réduite de (2 390) millions d'euros, en contrepartie d'un renforcement des capitaux propres (voir note 22.3).

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (3,1) milliards d'euros compensé partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 1 milliard d'euros.

(3) La variation s'explique par (5 638) millions d'euros résultant de remboursements de TCN nets d'émission (contre une variation de 5 579 millions d'euros en 2022) et (5 722) millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie décaissée.

(4) Elles comprennent principalement 539 millions d'euros (596 millions d'USD au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 22 janvier 2024 sur la souche USD de janvier 2014), faisant suite au reclassement opéré par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 2.2.3 et 23). Elles intègrent également un montant de 2 551 millions d'euros (3 630 millions d'euros au 31 décembre 2022), au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achat, ainsi que 304 millions d'euros portant sur des programmes d'affacturage.

31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
TOTAL I – EUROS		42 972	100	57		25 600		68 572	100	91
CAD	500	341	1	-	(500)	(341)	-	-	-	-
CHF	875	945	3	1	(875)	(945)	-	-	-	-
GBP	8 034	9 245	29	12	(3 649)	(4 199)	4 385	5 046	77	7
HKD	2 416	280	1	-	(2 416)	(280)	-	-	-	-
JPY	193 000	1 235	4	2	(193 000)	(1 235)	-	-	-	-
NOK	1 000	89	-	-	(1 000)	(89)	-	-	-	-
USD	22 155	20 050	62	28	(20 455)	(18 511)	1 700	1 539	23	2
TOTAL II – AUTRES DEISES		32 185	100	43		(25 600)		6 585	100	9
TOTAL I+II		75 157		100		-		75 157		100

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 33.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	Montants	% 31/12/2023	% 31/12/2022		Montants		Montants	% 31/12/2023	% 31/12/2022	
Emprunts Long Terme et EMTN	53 042				(24 644)		28 398			
Emprunts Court Terme	8 036						8 036			
Dette à taux fixe	61 078	81	74		(24 644)		36 434	48	49	
Emprunts Long Terme et EMTN	13 514				24 644		38 158			
Emprunts Court Terme	565						565			
Dette à taux variable	14 079	19	26		24 644		38 723	52	51	
TOTAL	75 157	100	100		-		75 157	100	100	

Note 32 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2023 un gain latent de change de 310 millions d'euros (575 millions d'euros au 31 décembre 2022) dont 130 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps* et 66 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 33 Instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et *options* négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1^{er} janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1^{er} janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31/12/2023		31/12/2022	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	-	-	-	-
Swaps de taux long terme				
EUR	19 677	19 677	16 196	16 196
USD	5 801	5 801	4 335	4 335
GBP	3 556	3 556	3 794	3 794
CAD	341	341	-	-
Sous-total	29 375	29 375	24 325	24 325
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	48 176	40 688	47 257	42 586
CAD	209	412	168	391
USD	24 546	26 657	28 772	27 583
GBP	12 951	16 481	11 990	16 577
CHF	468	713	255	557
ILS	382	382	757	757
PLN	208	256	206	250
JPY	188	1 201	388	851
CNY	997	991	1 095	1 095
MXN	162	162	128	128
BRL	566	566	257	257
NOK	329	329	-	-
Autres	282	387	277	387
Swaps de capitaux long terme				
EUR	4 294	42 481	3 785	36 262
JPY	1 235	51	1 244	57
CAD	683	-	-	-
USD	21 648	1 871	18 143	1 891
GBP	18 632	2 897	17 298	2 208
CHF	945	-	559	-
ILS	65	65	77	77
PLN	-	31	10	24
NOK	89	-	95	-
HKD	280	-	291	-
Sous-total	137 335	136 621	133 052	131 938
3 - Swaps de titrisation	-	-	-	-
4 - Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	166 710	165 996	157 377	156 263
5 - Swaps sur matières premières				
Produits pétroliers (en milliers de barils)	4 616	4 616	5 392	5 392
Charbon (en millions de tonnes)	-	-	-	-
Produits électricité (en TWh)	24	38	15	11

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2023 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2023	2022
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	294	252
Instruments de change	161	(607)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	128	730
Instruments de change	(42)	(95)

* Y compris les intérêts sur les swaps.

33.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2023 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• Swaps de taux	49	442
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	41	149
• Cross Currency Swaps	436	1 043
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Charbon	-	-
• Produits électricité	-	763
• Produits pétroliers	-	(29)
TOTAL	526	2 368

Note 34 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2023, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2023	31/12/2022
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	20 012	19 469	9 540	10 184	59 205	69 483
Engagements liés aux opérations d'exploitation	9 044	14 247	9 193	8 733	41 217	49 606
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	5 583	10 034	8 780	7 027	31 424	38 545
• Autres engagements liés à l'exploitation	3 461	4 213	413	1 706	9 793	11 061
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 971	3 269	347	23	7 610	6 401
Engagements liés aux opérations de financement	6 997	1 953	-	1 428	10 378	13 476
Engagements hors bilan reçus	5 504	10 687	259	301	16 751	16 379
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 218	736	259	301	2 514	2 572
Engagements liés aux opérations d'investissement	31	15	-	-	46	79
Engagements liés aux opérations de financement	4 255	9 936	-	-	14 191	13 728

34.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2023, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2023	31/12/2022
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	3 760	3 740	3 815	5 090	16 405	23 694
Achats de combustible nucléaire	1 823	6 294	4 965	1 937	15 019	14 851
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	5 583	10 034	8 780	7 027	31 424	38 545

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2023 (50 TWh pour 2022), dont 5 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2022), 23 TWh au titre de l'éolien (22 TWh pour 2022), 14 TWh au titre du photovoltaïque (13 TWh pour 2022) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2022).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

34.2 Engagements reçus

34.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;

34.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

34.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

34.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

34.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La baisse de ces engagements concerne principalement EDF Trading pour (1 900) millions d'euros (dont financement des obligations d'achat pour (1 400) millions d'euros, et financement des appels de marge sur le marché de l'énergie pour (500) millions d'euros), et EDF International pour (970) millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

34.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

34.3 Autres natures d'engagements

34.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022.

34.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

En 2023, EDF a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis sur la période 2023-2026, auprès d'Edison pour 12,36 milliards de mètres cubes.

Note 35 Informations concernant les entreprises et parties liées

35.1 Relations avec l'État

À la suite de la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2023. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle

économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

35.2 Relations avec Engie

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de gaz de pétrole liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou

aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia sont toujours en cours. La CRE examine actuellement les offres d'ENGIE en vue d'une attribution d'ici l'été 2024.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

35.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 26.

Note 36 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2022 et 2023 se décompose comme suit :

(en euros)	2023	2022
Jean-Bernard LEVY, Président-Directeur Général ⁽¹⁾	n.a	407 333
Luc REMONT, Président-Directeur Général ⁽²⁾	450 000	47 727 ⁽³⁾
Administrateurs ⁽⁴⁾	530 163 ⁽⁵⁾	437 367 ⁽⁶⁾

(1) Jean-Bernard LEVY a exercé ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général d'EDF jusqu'à la nomination de Luc REMONT en qualité de Président-Directeur Général d'EDF le 23 novembre 2022. Le montant de la rémunération versée en 2022 a été calculé *pro rata temporis* jusqu'à la date de sa démission. Il inclut la rémunération fixe annuelle brute et des avantages en nature.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Luc REMONT à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2023, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour le mandat de Président-Directeur Général pour l'exercice 2022. Le Président-Directeur Général n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2023.

(3) Montant calculé *pro rata temporis* à compter de la nomination de Luc REMONT en qualité de Président-Directeur Général le 23 novembre 2022.

(4) L'Assemblée générale réunie le 28 juin 2023 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle de 460 000 euros à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce au titre de l'exercice 2023 et un supplément de rémunération de 90 000 euros alloué à certains administrateurs en raison de leur participation à un groupe de travail et à un comité *ad hoc* du Conseil.

(5) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2023, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2022, pour un montant total de 36 294 euros.

(6) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2022, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours des exercices 2021 et 2022, pour un montant total de 109 140 euros.

Note 37 Événements postérieurs à la clôture

Hormis le point énoncé ci-dessous, aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.1.4, 3.1, 26.6.7 et 29.2.

37.1 EDF acquiert la participation minoritaire de Assystem au capital de Framatome

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 205 millions d'euros.

Cette acquisition conduit EDF à porter sa participation dans le Groupe Framatome à 80,5 % à compter de la date de réalisation de l'opération.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'assemblée générale de la société,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou « la Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2023 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 16 et 26 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2023, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 48 220 millions d'euros, dont 27 081 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 21 139 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.2.2 et 26 de l'annexe aux comptes annuels. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. En particulier, elles prennent en compte, comme en 2022, les effets de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre et des incertitudes d'évaluation des coûts à venir selon leur base d'évaluation ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 26.6 de l'annexe aux comptes annuels).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 36 885 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 247 millions d'euros) au 31 décembre 2023.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;
- étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 26.5 de l'annexe aux comptes annuels, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 26.6.5 de l'annexe aux comptes annuels avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 26.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation

Notes 1.2.6 et 16 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2023, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 50 699 millions d'euros. Les titres de participation sont enregistrés au coût d'acquisition incluant les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes directement liés à l'acquisition.

Comme indiqué dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels, les titres de participation sont évalués à chaque clôture à leur valeur d'utilité. Lorsque la valeur comptable des titres de participation est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité est déterminée :

- Par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe ;
- Lorsque la valeur des capitaux propres consolidés est inférieure à la valeur nette comptable des titres, sur la base de projection de flux de trésorerie futurs actualisés, calculés à partir de la meilleure information disponible à la date de clôture. Pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

L'estimation de la valeur d'utilité des titres de participation requiert des jugements significatifs de la part de la direction dans le choix des méthodes d'évaluation et des éléments à considérer, qui peuvent être historiques (capitaux propres notamment) ou prévisionnels (hypothèses de flux de trésorerie).

En raison du montant significatif des titres de participation et des jugements relatifs à l'estimation des valeurs d'utilité et de leur sensibilité aux variations de données et hypothèses sur lesquelles elles se fondent, nous avons considéré l'évaluation des titres de participation comme un point clé de l'audit.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par l'article L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement

Réponses apportées

Nos procédures d'audit ont principalement consisté à :

- Prendre connaissance, sur la base des informations fournies par la direction, des méthodes de valorisation retenues par la Société ;
- Comparer les données utilisées pour la réalisation des tests de dépréciation des titres de participation avec les données comptables des filiales, le cas échéant ;
- Prendre connaissance de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur d'utilité des titres de participation (capitaux propres ou hypothèses de flux de trésorerie) ;
- S'agissant des flux de trésorerie, vérifier que les projections sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par la Société, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs
- Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ;
- Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels.

européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2023, le cabinet KPMG SA était dans la 19^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 1^{ère} année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'Administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2024

Les commissaires aux comptes

KPMG SA

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

PricewaterhouseCoopers Audit

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2020	3 099 923 579	0,21 ⁽²⁾	652 259 998,76 ⁽³⁾	7 juin 2021
2021	3 736 934 708	0,58 ⁽⁴⁾	1 997 314 793,63 ⁽⁵⁾	13 juin 2022

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 0,231 euro en 2020 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Le solde du dividende 2020, d'un montant de 652 259 998,76 euros versé le 7 juin 2021 est composé de 616 146 887,12 euros versés en actions nouvelles et 36 113 111,64 euros versés en numéraire.

(4) Soit un montant de 0,638 euro en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 euros versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

L'Assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2023 n'a voté aucune distribution d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2022.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 15 février 2024, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et qui se tiendra le 11 juin 2024, l'absence de distribution de dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins

deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2023	2022	2021	2020	2019
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en millions d'euros)	2 084	1 944	1 619	1 550	1 552
Dotations en capital (en millions d'euros)					
Nombre d'actions ordinaires existantes	4 168 730 082	3 887 718 420	3 238 676 748	3 099 923 579	3 103 621 086
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer par conversion d'obligations par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	90 291	87 129	53 001	44 315	46 155
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	23 182	(22 745)	9 177	8 051	7 639
Impôts sur les bénéfices	1 831	(147) ⁽²⁾	1 410	(406) ⁽²⁾	605
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 710	(30 648)	1 457	222	1 593
Résultat distribué			1 997 ⁽¹⁾	652	
Acompte sur résultat distribué			947		457
Résultats par action (en euro/action)					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	5,12	(5,81)	2,40	2,73	2,27
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1,85	(7,88)	0,45	0,07	0,51
Dividende attribué à chaque action			0,58 ^{(1) (4)}	0,21 ⁽³⁾	
Acompte dividende attribué à chaque action			0,30	0	0,15
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	63 186	61 607	62 035	62 462	63 530
Montant de la masse salariale de l'exercice (en millions d'euros)	4 244	3 981	3 720	3 694	3 654
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) (en millions d'euros)	2 827	2 634	2 687	2 745	2 799

(1) Y compris acompte versé.

(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.

(3) Soit 0,231 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Soit 0,638 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2023 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la note 23 « Événements postérieurs à la clôture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Pour les événements intervenus avant le 15 février 2024, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 15 février 2024, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-1 et D. 441-6 du Code de commerce)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

(en millions d'euros)	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	121 084					4 504	4 818 538					8 666 104
Montant total des factures concernées (TTC)	3 121	16	8	2	13	39	2 512	379	165	184	789	1 516
% du montant total des achats de l'exercice	3,4	0	0	0	0	0						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,5	0,4	0,2	0,2	0,8	1,5
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 Montant des prêts interentreprises consentis

Conformément aux dispositions des articles L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier, le montant des prêts interentreprises consentis sont les suivants :

(en millions d'euros)	2023	2022
Société		
EDF International	18 155	15 690
EDF Renouvelables	7 114	4 364
ENEDIS	4 884	3 980
EDF Trading	2 531	5 120
Dalkia France	1 668	2 045
EDF Energy	1 577	2 146
PEI	415	492
ATMEA	168	162
EDF Luminus	80	80
Cyclife Holding	28	31

6.6.5 Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce

Au 31 décembre 2023, le Groupe a recensé 219 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales ⁽¹⁾ d'EDF en dehors de France métropolitaine est la suivante :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Saint-Denis de la Réunion ;
- Cayenne ;
- Pointe à Pitre ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Cap Vert ;
- Fort de France ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ;
- Japon ;
- Kirghizistan ;
- Chine : Taïshan ;
- Gabon ;
- Inde ;
- Indonésie ;
- Qatar ;
- Pologne ;
- République Tchèque ;
- Nouvelle Calédonie ;
- Togo.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à neuf émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 11 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies bas carbone.

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau *Framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis une émission d'obligations vertes pour un montant de 2,4 milliards d'euros en septembre 2020, puis une émission d'obligations vertes pour un montant de 1,85 milliard d'euros en novembre 2021 ⁽¹⁾. Le Groupe a élargi le champ d'application de son *Framework* en juillet 2022, le renommant *Green Financing Framework* pour y inclure tout type de produit de financement, en plus des obligations. Ce *Framework* est compatible avec la taxonomie européenne, y compris avec l'acte délégué sur le nucléaire qui est entré en vigueur en juillet 2022. Le champ des investissements a également été élargi aux projets de distribution d'électricité et aux projets de production nucléaire. Dans ce cadre, EDF a réalisé une émission obligataire de 1,25 milliard d'euros en octobre 2022, ainsi qu'une émission obligataire de 325 millions de francs suisse en août 2023. De plus, un contrat de REPO *Green Evergreen* a été signé le 19 juillet 2023 pour 565 000 000 d'euros. En novembre 2023, EDF a émis sa première obligation verte destinée au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* ⁽²⁾ à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Bond Framework* EDF de janvier 2020, disponible sur la page Finance durable du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2023.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses émissions de *Green Bonds*, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements de certains Projets Éligibles (ci-après les « Projets Éligibles ») :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements dans les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde, la modernisation et l'automatisation, et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance) ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de station de chargement pour véhicules électriques ;

- les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement ;
- les projets de distribution d'électricité dont les investissements dans le réseau de distribution connecté au système européen, les raccordements des installations de production d'énergie renouvelable, les infrastructures soutenant l'électrification des transports (y compris les points de charge de véhicules électriques) et les compteurs intelligents ;
- les projets de production nucléaire : les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment la recherche et développement, la démonstration et le déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie provenant de processus nucléaires avec un minimum de déchets provenant du cycle du combustible, les projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes pour la construction et la sécurité l'exploitation sûre des centrales et pour l'extension de la durée de vie des réacteurs existants.

Le *Green Bond Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un *Green Bond*, dans un délai de 3 années précédant l'émission du *Green Bond* (clause de *look back*). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité environnementaux et sociaux ⁽³⁾ (« critères E&S ») précisés dans l'Annexe 1 du *Green Bond Framework*. Cette évaluation s'articule autour de 6 volets, notamment (1) le respect de critères éthiques, transparents et durables au regard des ressources humaines ; (2) le suivi de l'impact environnemental du projet ; (3) la promotion de la santé-sécurité des métiers ; (4) des relations responsables auprès des fournisseurs ; (5) l'engagement d'organiser une concertation autour de chaque nouveau projet ; (6) le respect des critères de taxonomie.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond*.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de Deloitte (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Green Bond Framework*. Sur cette base, les Directions Financières des entités du Groupe concernées désignent les Projets Éligibles financés.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les Directions Financières des entités notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires à couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

(1) EDF a réalisé une émission de *Green Bond* de 1,75 milliard d'euros le 29 novembre 2021 qui a fait l'objet d'un abondement de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021.

(2) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles

(3) Les critères E&S de chaque catégorie de projet sont présentés en annexe des *Green Bond Frameworks* EDF de septembre 2016 et janvier 2020.

Reporting

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre du premier *Green Bond* émis par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015. Celle des fonds levés dans le cadre du deuxième *Green Bond* émis en octobre 2015 (1,25 milliard de dollars US) s'est achevée fin 2017. Celle des fonds levés dans le cadre du troisième *Green Bond* émis en octobre 2016 (1,75 milliard d'euros) s'est achevée fin 2019. Celle des fonds levés dans le cadre du quatrième *Green Bond* émis en janvier 2017 (26 milliards de yens levés en deux tranches) s'est achevée mi-2020. Celle des fonds levés dans le cadre du cinquième *Green Bond* émis en septembre 2020 (2,4 milliards d'euros) s'est achevée fin 2021.

Les fonds levés en novembre 2021 à hauteur de 1,75 milliard d'euros dans le cadre du sixième *Green Bond* émis par EDF, augmentés de 100 millions d'euros dans le cadre d'un abondement réalisé en décembre 2021, qui a généré un produit net de 1,85 milliards d'euros, ont été intégralement alloués à des Projets Éligibles à fin 2023.

Les fonds levés en octobre 2022 à hauteur de 1,25 milliard d'euros dans le cadre du septième *Green Bond* émis par EDF, ainsi que les fonds reçus dans le cadre du Green Repo pour 565 millions d'euros et les fonds levés en août 2023 dans le cadre du huitième *Green Bond* ont été alloués à des projets de distribution d'électricité.

Les fonds levés en novembre 2023 à hauteur de 1 milliard d'euros dans le cadre du neuvième *Green Bond* émis par EDF ont été alloués à des projets nucléaires.

Bilan au 31 décembre 2023 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2023	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds Green Financing	Part des montants d'investissement financée par fonds Green Financing
<i>Green Bond</i> n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	dont capacités renouvelables 1,4 Md€	13 ⁽¹⁾	59 %
<i>Green Bond</i> n° 2 – octobre 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	dont capacités renouvelables 1,25 Md\$	7 ^{(1) (2)}	58 %
<i>Green Bond</i> n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1,75 Md€	dont capacités renouvelables : 1 248 M€	10 ^{(2) (3)}	54 %
			dont projets hydroélectriques : 502 M€	600 opérations	100 %
<i>Green Bond</i> n° 4 – janvier 2017	26 000 M¥	26 000 M¥	dont capacités renouvelables : 14 021 M¥	7 ⁽³⁾	15 %
			dont projets hydroélectriques : 11 979 M¥	207 opérations	87 % ⁽⁴⁾
<i>Green Bond</i> n° 5 – septembre 2020	2,4 Mds€	2,6 Mds€ ⁽⁶⁾	dont capacités renouvelables : 2 421 M€ (dont 1 461 M€ en look back)	32 projets ⁽³⁾ + 3 rachats de portefeuille	78 %
			dont projets hydrauliques : 110 M€	153 opérations ⁽⁵⁾	100 %
			dont projets biodiversité, portés par EDF Hydro : 28 M€ (dont 16 M€ en look back)	39 projets	100 %
<i>Green Bond</i> n° 6 – novembre 2021	1,85 Md€	1,85 Md€ ⁽⁷⁾	dont capacités renouvelables : 1,644 Md€	12	53 %
			dont projets hydroélectriques : 189 M€	272	98 %
			dont projets biodiversité : 23 M€	14	
<i>Green Bond</i> n° 7 – octobre 2022	1,25 Md€	1,25 Md€	dont projets de distribution d'électricité : 1,25 Md€ (en look back)	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
<i>Green Repo</i> – juillet 2023	565 M€	565 M€	dont projets de distribution d'électricité : 565 M€ (en look back)	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
<i>Green Bond</i> n° 8 – août 2023	325MCHF	325MCHF	dont projets de distribution d'électricité : 325MCHF	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
<i>Green Bond</i> n° 9 – novembre 2023	1 Md€	1 Md€	dont projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1 Md€ (en look back)	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les Green Bonds 1 et 2.

(2) Dont le projet Red Pine, financé par les Green Bonds 2 et 3.

(3) Dont les projets Milligan et Las Majadas, financés par les Green Bonds 3, 4 et 5 et le projet Big Beau Solar financé en partie par l'opération de prêt de titre durable : un contrat de REPO green evergreen signé le 01/10/2021 pour 50 millions d'euros. Ce contrat green a été mis en place pour financer la partie du projet « Big Beau » d'EDF Renouvelables excédentaire par rapport aux fonds reçus dans le cadre du Green Bond 5. Il a été refinancé par le Green Bond 6.

(4) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du projet Romanche-Gavet.

(5) Dont 31 opérations déjà financées en partie par un précédent Green Bond.

(6) La prime d'émission du Green Bond n° 5 a permis à EDF de recevoir un montant total de 2 559 M€.

(7) Dont 1,139 Md€ alloués au 31/12/2022.

6. États financiers

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2023 dans le cadre des émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2), octobre 2016 (GB3), janvier 2017 (GB4), septembre 2020 (GB5) et novembre 2021 (GB6) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement <i>Green Bond</i>
CID Solar	Solaire PV, 27 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MW	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nebraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Las Majadas	Éolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB3, GB4 et GB5
Maverick 1	Solaire PV, 180 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Maverick 4	Solaire PV, 132 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest	Solaire PV, 114 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest 2	Solaire PV, 111 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Coyote	Éolien terrestre, 242 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB5
Champagne Picardie	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Les Taillades	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Pays d'Anglure	Éolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Montagne Ardéchoise	Éolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Blyth	Éolien en mer, 42 MW	Royaume-Uni	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Mashabai Sadeh	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Romney	Éolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Courant-Nachamps	Éolien terrestre 21 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Demange	Éolien terrestre 20 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Faydunes	Éolien terrestre 14 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Joncels Futuren	Éolien terrestre 6 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Coteaux	Éolien terrestre 38 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Mazurier	Éolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Mottenberg	Éolien terrestre 15 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Espiers	Éolien terrestre 18 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)
Clanlieu	Éolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (<i>look back</i>)

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Luxel	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5 (look back)
NnG	Éolien en mer, 450 MW	Royaume-Uni	En service	GB5 (look back)
Atlantic Offshore	Éolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5 (look back)
Gorzycza	Éolien terrestre 24 MW	Pologne	En service	GB5
Parnowo	Éolien terrestre 12,5 MW	Pologne	En service	GB5
Ustka	Éolien terrestre 28,6 MW	Pologne	En service	GB5
Roussac	Éolien terrestre 16,5 MW	France	En service	GB5
Big Beau	Solaire 166 MW	États-Unis	En service	GB5
King Creek 1	Éolien terrestre 184,4 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
King Creek 2	Éolien terrestre 209 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
Arrow Canyon	Solaire et stockage 364,8 MW	États-Unis (Nevada)	En service	GB6
Fox Squirrel	Solaire 753 MW	États-Unis (Ohio)	2024	GB6
Ottmarsheim	Solaire 15,6 MW	France	En service	GB6
Habsheim	Solaire 30 MW	France	En service	GB6
Pays de Caux	Eolien terrestre 13 MW	France	En service	GB6
OUIA 2 Repowering	Eolien terrestre 20,7 MW	France	En service	GB6
Desert Quartzite	Solaire - Batterie 527 MW	États-Unis (Californie)	2025	GB6
Serra do serido 2	Eolien terrestre 238 MW	Brésil	2024	GB6
Serra das almas	Eolien terrestre 184,4 MW	Brésil	2024	GB6
Cypress I	Solaire 200 MW	Canada	En service	GB6

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus pour un financement au 31 décembre 2023 dans le cadre des émissions de *Green Bond* de janvier 2017 (GB4) et de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique, 18 MW	Belgique	En service	GB4
Tinlot	Éolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Éolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF ENR pour un financement au 31 décembre 2023 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
ITER	Ombrière PV, 2 MW	France	En service	GB5
Bugey RTE	Ombrière PV, 4 MW	France	En service	GB5

6. États financiers

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2023 dans le cadre des émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017, septembre 2020 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	586	9,6	342
Modernisation et automatisation	309	15,9	80
Développement d'ouvrages existants	33	1,2	277
TOTAL (HORS DOUBLONS)	928	17,1	699

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2023 dans le cadre de l'émission de novembre 2021 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	249	11,4	164
Modernisation et automatisation	15	2,3	17
Développement d'ouvrages existants	8	0,5	8
TOTAL (HORS DOUBLONS)	272	11,9	189

Impact des Projets Éligibles financés

Les tableaux ci-dessous présentent les principaux impacts associés aux projets ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- Pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de préservation de la biodiversité :
 - > la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
 - > la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ;
 - > les émissions de CO₂ évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques ; et

- Pour les projets de réseau de distribution :
 - > le nombre de kilomètres de lignes installées ;
 - > le nombre de raccordements d'infrastructures de recharges ;
 - > le nombre de nouveaux compteurs posés ; et
 - > la capacité renouvelable raccordée.

Projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2023 (en MW)		Production attendue (en TWh/an)		Émissions de CO ₂ évitées attendues (en Mt/an)	
		Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brutes ⁽¹⁾	Nettes ⁽²⁾
<i>Green Bond</i> n° 1 – novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
<i>Green Bond</i> n° 2 – octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
<i>Green Bond</i> n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	1 450	962	5,3	3,5	2,42	1,61
	EDF Hydro	903	903	0,2 ⁽³⁾	0,2 ⁽³⁾	0,01 ⁽³⁾	0,01 ⁽³⁾
<i>Green Bond</i> n° 4 – janvier 2017	EDF Renouvelables + Luminus	137	86	0,4	0,26	0,17	0,12
	EDF Hydro + Luminus	142	133	0,1	0,05	0,01	0,01
<i>Green Bond</i> n° 5 – septembre 2020	EDF Renouvelables + EDF ENR + Luminus	1 762	1 412	4,7 ⁽⁴⁾	3,6 ⁽⁴⁾	1,86 ⁽⁴⁾	1,35 ⁽⁴⁾
	EDF Hydro	123	123	0,03	0,03	0,001	0,001
<i>Green Bond</i> n° 6 – octobre 2021	EDF Renouvelables	2 787	1 487	6,5	3,1	1,93	1,1
	EDF Hydro	430	422	0,02	0,02	0,001	0,001
TOTAL		9 076	6 727	24,75	17,32	10,54	7,36

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du *Green Bond* correspondant.

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le *Green Bond* correspondant.

(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.

(4) N'inclut pas les acquisitions.

Projets de préservation de la biodiversité :

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO₂ évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur

d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'United States Environmental Protection Agency (EPA eGRID 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2019) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2019) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5^e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO₂ évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO₂ évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Biodiversité

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de suivi associés aux projets de biodiversité ayant bénéficié d'un financement Green Bond. L'intégralité de ces projets a été portée par EDF Hydro.

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie du green bond framework	Type de projet	Nombre de projets considérés ⁽¹⁾	Indicateur	Valeur d'indicateur
2022	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (<i>mitigation hierarchy</i>) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés ⁽²⁾	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) ⁽²⁾	4		8
			Suivis écologiques volontaires	1	Nombre d'espèces inventoriées	96 ⁽³⁾
			Plan de gestion (essartement)	1	Surface concernée (ha)	340
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	2	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
2021	11	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (<i>mitigation hierarchy</i>) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés ⁽²⁾	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) ⁽²⁾	7		11

6. États financiers

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie du green bond framework	Type de projet	Nombre de projets considérés ⁽¹⁾	Indicateur	Valeur d'indicateur
2020	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (<i>mitigation hierarchy</i>) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés ⁽²⁾	4	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) ⁽²⁾	17		17
			Partenariats biodiversité	7	Nombre d'espèces ciblées par les partenariats	20
		b. Restauration et/ ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2017 – 2019 (financé par le Look Back)	16	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (<i>mitigation hierarchy</i>) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés ⁽²⁾	7	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) ⁽²⁾	22		16
		b. Restauration et/ ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	190
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3

(1) 19 projets figurent à la fois dans le reporting d'impact du Look Back et dans celui de l'exercice 2020.

(2) Un projet au barrage d'Esterre dispose des éléments de la mise en conformité des débits réservés et de la continuité écologique ; il est donc compté pour le calcul des indicateurs de ces deux types de projets.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- L'indicateur **nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois ;
- L'indicateur **nombre d'espèces ciblées par les partenariats** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique ;
- L'indicateur **surface concernée** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

Projets de distribution d'électricité :

		Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total
Green bond n° 7 – octobre 2022	Enedis	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique ⁽¹⁾	11 938
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	5 181
			Nombre d'installations raccordées	100 444
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	2 950
			<i>dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres</i>	1 350
Green Repo – juillet 2023	Enedis	Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	5 488 000
		Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique ⁽¹⁾	8 987
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	2 061
			Nombre d'installations raccordées	58 410
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 015
Green bond n° 8 – août 2023	Enedis		<i>dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres</i>	416
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	614 000
		Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique ⁽¹⁾	7 719
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	1 976
			Nombre d'installations raccordées	89 589
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	920
			<i>dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres</i>	320
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	592 000

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.

Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie :

Dans le Document d'Enregistrement Universel 2022 (page 254), le Groupe a indiqué avoir dépensé 4 456 millions d'euros de capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes en tant qu'activité durable sur le plan environnemental (alignée avec la taxonomie).

Parmi ces Capex, 1 milliard d'euros ont été refinancés par le Green Bond n°9.

Les tranches prolongées en 2022 produisent à partir de 2023 et pour 10 ans. Toutefois la totalité des Capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes est nécessaire pour maintenir les tranches en fonctionnement pendant cette période.

Le calcul de la production évitée 2023 liée à des capex correspondant à des opérations directement associées à la prolongation de durée de fonctionnement des tranches et refinancés par le Green Bond n°9 tient compte de tous ces éléments.

Le calcul des émissions évitées est effectué en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse).

**Émissions de CO₂
évitées attendues**
(en Mt/an)

Green bond n° 9 – novembre 2023	EDF	1,82

6.

Attestation de l'un des commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A. sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire verte du 29 novembre 2021.

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'intention du Président – Directeur général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« **EDF** » ou l'« **entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire verte de novembre 2021 d'un montant de 1.85 milliards d'euros réalisée par l'entité (ci-après le « **Green Bond** »), présentées dans le document « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF » (ci-après le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Ce Document, incluant les informations relatives au Green Bond de l'entité établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du Green Bond, et notamment du *Green Bond Framework* de janvier 2020 (ci-après le « **Framework 2020** »), est destiné à l'information des porteurs du Green Bond. Ce Document fait ressortir le montant des fonds levés alloués (les « **Fonds Alloués** ») aux projets éligibles (les « **Projets éligibles** ») tels que définis dans le Framework 2020, au 31 décembre 2023.

Ce document a été établi sous votre responsabilité. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués sont précisés dans le Framework 2020.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2020 ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité, au 31 décembre 2023.

Ces projets éligibles pour l'exercice 2023 sont entendus à l'exclusion des dépenses éligibles ayant déjà fait l'objet d'une allocation des fonds levés lors de la première allocation des fonds de l'émission, d'un montant total de 1.139 millions d'euros.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2020 qui ont donné lieu à une opinion de la part du *Second Party Opinion* Vigeo Eiris avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework 2020 ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier les personnes qui, au sein d'EDF S.A., sont en charge des processus de collecte et, le cas échéant, sont responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place ;

- évaluer la robustesse des procédures de collecte des données en termes de pertinence, d'exhaustivité, de fiabilité, de neutralité et de compréhensibilité ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité ;
- vérifier la concordance des informations publiées présentées dans le Document avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- examiner les processus utilisés pour la collecte, l'agrégation, le traitement, le suivi et le contrôle des données, en particulier les procédures relatives à l'allocation des Fonds Alloués au 31 décembre 2023 ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2020 ;
- vérifier la concordance des montants des Projets Eligibles au 31 décembre 2023, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- vérifier que le montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2023.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2020 ; et
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2023 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les porteurs du Green Bond, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats d'émission du Green Bond (incorporant par référence le Framework 2020). Nous ne pourrions être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, 1^{er} mars 2024

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Brice Javaux
Expert ESG

Attestation de l'un des commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A. sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire verte d'août 2023 et du « Green Repo » du 19 juillet 2023

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'intention du Président – Directeur général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« **EDF** » ou l'« **entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émissions obligataire verte d'août 2023 d'un montant de 325 millions de francs suisse et du « **Green Repo** » de juillet 2023 d'un montant de 565 000 000 d'euros, réalisés par l'entité (ci-après les « **Green Bonds** »), présentées dans le document « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF » (ci-après le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Ce Document, incluant les informations relatives aux Green Bonds de l'entité établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission des Green Bonds, et notamment du *Green Bond Framework* de juillet 2022 (ci-après le « **Framework 2022** »), est destiné à l'information des porteurs des Green Bonds. Ce Document fait ressortir le montant des fonds levés alloués (les « **Fonds Alloués** ») aux projets éligibles (les « **Projets éligibles** ») tels que définis dans le Framework 2022, au 31 décembre 2023.

Ce document a été établi sous votre responsabilité. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués sont précisés dans le Framework 2022.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité, au 31 décembre 2023.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 qui ont donné lieu à une opinion de la part du *Second Party Opinion* Cicero Shades of Green avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework 2022 ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier les personnes qui, au sein d'EDF S.A., sont en charge des processus de collecte et, le cas échéant, sont responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place ;

- évaluer la robustesse des procédures de collecte des données en termes de pertinence, d'exhaustivité, de fiabilité, de neutralité et de compréhensibilité ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité ;
- vérifier la concordance des informations publiées présentées dans le Document avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- examiner les processus utilisés pour la collecte, l'agrégation, le traitement, le suivi et le contrôle des données, en particulier les procédures relatives à l'allocation des Fonds Alloués au 31 décembre 2023 ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ;
- vérifier la concordance des montants des Projets Éligibles au 31 décembre 2023, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- vérifier que le montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2023.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ; et
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2023 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les porteurs des Green Bonds, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats d'émission des Green Bonds (incorporant par référence le Framework 2022). Nous ne pourrions être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, 1^{er} mars 2024

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Brice Javaux
Expert ESG

Attestation de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire verte de novembre 2023

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'intention du Président – Directeur général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« EDF » ou l'«**entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire verte de novembre 2023 d'un montant de 1 milliard d'euros réalisée par l'entité (ci-après le « **Green Bond** »), présentées dans le document « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF » (ci-après le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Ce Document, incluant les informations relatives au Green Bond de l'entité établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du Green Bond, et notamment du *Green Bond Framework* de juillet 2022 (ci-après le « **Framework 2022** »), est destiné à l'information des porteurs du Green Bond. Ce Document fait ressortir le montant des fonds levés alloués (les « **Fonds Alloués** ») aux projets éligibles (les « **Projets éligibles** ») tels que définis dans le Framework 2022, au 31 décembre 2023.

Ce document a été établi sous votre responsabilité. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués sont précisés dans le Framework 2022.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité, au 31 décembre 2023.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 qui ont donné lieu à une opinion de la part du *Second Party Opinion* Cicero Shades of Green avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework 2022 ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier les personnes qui, au sein d'EDF S.A., sont en charge des processus de collecte et, le cas échéant, sont responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place ;

- évaluer la robustesse des procédures de collecte des données en termes de pertinence, d'exhaustivité, de fiabilité, de neutralité et de compréhensibilité ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité ;
- vérifier la concordance des informations publiées présentées dans le Document avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- examiner les processus utilisés pour la collecte, l'agrégation, le traitement, le suivi et le contrôle des données, en particulier les procédures relatives à l'allocation des Fonds Alloués au 31 décembre 2023 ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ;
- vérifier la concordance des montants des Projets Éligibles au 31 décembre 2023, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ;
- vérifier que le montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2023.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework 2022 ; et
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2023 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les porteurs du Green Bond, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats d'émission du Green Bond (incorporant par référence le Framework 2022). Nous ne pourrions être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, 1^{er} mars 2024

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Brice Javaux
Expert ESG



Informations concernant la société et son capital

7.1	Informations générales concernant la Société	580	7.3	Informations relatives au capital et à l'actionnariat	585
7.1.1	Dénomination sociale, adresse numéro de téléphone du siège social et site internet	580	7.3.1	Montant et évolution du capital social	585
7.1.2	Registre du commerce et des sociétés	580	7.3.2	Autodétention et programme de rachat d'actions	586
7.1.3	Date de constitution et durée de la Société	580	7.3.3	Capital autorisé mais non émis	586
7.1.4	Forme juridique et législation applicable	580	7.3.4	Autres titres donnant accès au capital	587
7.1.5	Litiges	580	7.3.5	Titres non représentatifs du capital	587
7.1.6	EDF entreprise publique chargée de missions de service public	581	7.3.6	Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	588
7.2	Actes constitutifs et statuts	583	7.3.7	Nantissement des titres de la Société	588
7.2.1	Objet social et raison d'être	583	7.3.8	Répartition du capital et des droits de vote	589
7.2.2	Exercice social	583	7.3.9	Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	589
7.2.3	Répartition statutaire des bénéfices	583	7.3.10	Relations avec les investisseurs	589
7.2.4	Droits attachés aux actions	584	7.4	Opérations avec des apparentés	590
7.2.5	Cession et transmission des actions	584	7.4.1	Opérations avec des apparentés	590
7.2.6	Modification des statuts, du capital et des droits de vote	584	7.4.2	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	590
7.2.7	Organes d'administration et de direction	584	7.5	Contrats importants	593
7.2.8	Assemblées générales	584	7.5.1	Contrats importants conclus en 2023	593
7.2.9	Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel	584	7.5.2	Contrats importants conclus en 2022	593
			7.5.3	Contrats importants conclus en 2021	593

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est situé : 22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris (France).

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

Le site internet est : www.edf.fr. Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent Document d'enregistrement universel sauf si elles y sont incorporées par référence.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 3511Z.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret d'application du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés commerciales sous réserve des dispositions spécifiques qui lui sont applicables issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans la note 17.3 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (voir la section 6.1 « comptes consolidés au 31 décembre 2023 ») ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe que celles visées ci-dessus et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2023.

Enquête CRE/REMIT

Le 14 décembre 2017, la CRE a ouvert une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, entre le 1^{er} janvier 2017 et le 30 juin 2018 inclus, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF, par courrier en date du 14 avril 2023, avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Enquêtes ADLC

1. Décision du 22 février 2022 de l'ADLC condamnant EDF

Le 22 février 2022, l'Autorité de la concurrence (« ADLC ») a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. Dans cette décision, qui fait suite à une plainte introduite en 2017 par la société Engie (voir la note 17.3 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2023), l'ADLC reproche à EDF d'avoir utilisé les données issues des fichiers de ses clients éligibles au TRV, ainsi que les infrastructures commerciales dédiées à la gestion des contrats au TRV, afin de développer la commercialisation d'offres de marché de gaz et de services énergétiques.

EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRV Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRV Bleu et des clients et prospects en offres de marché.

2. Recours devant la cour d'appel de Paris contre la décision du 18 janvier 2022 de l'ADLC

Comme indiqué dans la note 17.3 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (voir la section 6.1 « comptes consolidés au 31 décembre 2023 »), l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC avait considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de la décision de l'Autorité le 1^{er} mars 2022 et, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la cour d'appel de Paris a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est en cours.

Arbitrage CGN

Dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan d'une capacité de deux fois 1 750 MW, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd, Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd (ensemble CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. EDF a engagé des discussions avec son partenaire dans le but de mettre ce verdict en application.

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité mis à disposition des fournisseurs alternatifs à un prix de 46,20 €/MWh pour la période avril-décembre 2022

Le 13 janvier 2022, le Gouvernement a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022 dont la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État, en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. En l'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés. Par une décision rendue le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté ce recours d'EDF.

En parallèle, EDF a adressé à la Première Ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place du dispositif gouvernemental en cause, évalué à fin juin 2022 à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF se poursuit.

Framatome

Une procédure d'arbitrage est en cours entre Framatome SAS et Eskom Holding SOC Limited (Eskom), dans le cadre du contrat de remplacement des générateurs de vapeur des unités 1 et 2 de la centrale de Koeberg en Afrique du Sud. Le litige porte notamment sur les conséquences pour Framatome et ses sous-traitants du décalage du remplacement des générateurs de vapeurs en raison de retards imputables à Eskom.

Plainte Haute Sambre

EDF a été informé en avril 2023 de l'ouverture d'une enquête préliminaire par le procureur de la République du tribunal judiciaire d'Avesnes-sur-Helpe concernant les agissements de la société Acierie et Fonderie de la Haute Sambre (spécialisée dans la fabrication de pièces de fonderie industrielle) et portant notamment sur une suspicion de falsification de données ou d'activités non déclarées dans son usine de Berlaimont (59).

Certains prestataires et fournisseurs d'EDF ont fait appel à la société Acierie et Fonderie de la Haute Sambre afin de procéder à la fabrication de pièces (composants, équipements ou parties d'équipements) destinées à EDF. Les conséquences éventuelles des agissements de la société Acierie et Fonderie de la Haute Sambre sur la conformité des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF pour

les installations du parc nucléaire existant et pour le projet Flamanville 3 nécessitent une analyse approfondie et l'accès à certaines informations qui ne pourront être pleinement connues qu'à l'issue de l'enquête en cours.

En parallèle des analyses en cours, EDF a procédé à un dépôt de plainte le 24 janvier 2024.

Par ailleurs, EDF a demandé à l'ensemble des titulaires de faire preuve d'une vigilance particulière dans le cadre de l'exécution des contrats qu'ils ont conclus avec la société Haute Sambre afin de s'assurer de l'absence d'impact sur la bonne exécution des marchés passés avec EDF.

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue intégralement par l'État (voir la section. 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel »), EDF est soumis aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 précitée.

En tant qu'acheteur, EDF est soumis au Code de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

7. Informations concernant la société et son capital

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La loi relative à l'énergie et au climat adoptée le 8 novembre 2019 a créé une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Ces trois documents formeront ainsi la stratégie française pour l'énergie et le climat. La LPEC devrait être adoptée en 2024.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. La PPE 3 (2024-2033) devra être compatible avec la LPEC et adoptée par décret dans les douze mois qui suivront l'adoption de la loi.

En application de la loi, EDF a établi un Plan Stratégique d'Entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE. Le PSE a été transmis, le 14 octobre 2020, pour approbation à la ministre chargée de l'énergie.

La loi énergie climat du 8 novembre 2019 précise la procédure concernant le PSE qui devra, désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mises en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission incombe légalement à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité peut en outre consister à assurer la fourniture d'électricité de secours, définie aux articles

R. 333-17 à R. 333-29 du Code de l'énergie, aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation. Jusqu'à ce que les appels à candidatures prévus par le dispositif pérenne de fourniture de secours aient été mis en œuvre, l'État a en novembre 2021 désigné des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF sur les zones de desserte de RTE et d'Enedis, les ELD sur leurs zones de desserte, avec la faculté de transférer cette responsabilité à EDF pour les clients non résidentiels).

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul, etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent Document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement.

7.2.1 Objet social et raison d'être

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article 2 de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, à un dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux intermédiaires figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers, les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la réception de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Organes d'administration et de direction

La composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction sont détaillés dans le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » (voir les sections 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale »).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 22-10-28 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire).

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par l'article L. 225-123 du Code de commerce (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	4 168 730 082
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	2 084 365 041 euros
Actions autodétenues	0

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

Les opérations sur le capital au cours des trois derniers exercices ont été les suivantes :

Date de l'opération	Nature de l'opération	Actions créées/ annulées (en nombre d'actions)	Montant nominal de l'opération (en euros)	Montant du capital après l'opération (en euros)	Actions composant le capital après opération (en nombre d'actions)
30/06/2021	Augmentation de capital – Paiement du solde du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2020	57 908 528	28 954 264	1 578 916 053,50	3 157 832 107
02/12/2021	Augmentation de capital – Paiement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021	80 844 641	40 422 320,50	1 619 338 374	3 238 676 748
17/03/2022	Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription	498 257 960	249 128 980	1 868 467 354	3 736 934 708
21/06/2022	Augmentation de capital – Paiement du solde du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021	131 545 635	65 772 817,50	1 934 240 171,50	3 868 480 343
25/07/2022	Augmentation de capital réservée aux salariés	18 100 741	9 050 370,50	1 943 290 542	3 886 581 084
16/12/2022	Augmentation de capital par conversion de 882 340 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (« OCEANes Vertes »)	1 137 336	568 668	1 943 859 210	3 887 718 420
27/02/2023	Augmentation de capital par conversion de 201 OCEANes Vertes	259	129,50	1 943 859 339,50	3 887 718 679
13/03/2023	Augmentation de capital par conversion de 87 831 655 OCEANes Vertes	113 215 003	56 607 501,50	2 000 466 841	4 000 933 682
25/05/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANes Vertes	168 581 407	84 290 703,50	2 084 757 544,50	4 169 515 089
21/06/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANes Vertes	103 504	51 752	2 084 809 296,50	4 169 618 93
31/07/2023	Réduction de capital par voie d'annulation d'actions autodétenues	888 511	444 255,50	2 084 365 041	4 168 730 082

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

L'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022, dans sa 24^{ème} résolution, a autorisé le Conseil d'administration à mettre en place un programme de rachat des actions de la Société, dans la limite de 10 % du capital social par période de 24 mois.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 12 mai 2022 et a pris fin le 12 novembre 2023.

Lors de sa séance du 28 juin 2023, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social de la Société d'un montant nominal de 444 255,50 euros par voie d'annulation de 888 511 actions ordinaires de 0,50 euro de valeur nominale de la Société. Les 888 511 actions autodétenues représentent une valeur comptable de 7 320 061,14 euros.

Par décisions du 31 juillet 2023, le Président-Directeur Général a constaté la réduction de capital. Au 31 décembre 2023, il n'y a plus d'actions autodétenues.

Le contrat de liquidité conclu initialement avec le prestataire d'investissement ODDO a été résilié le 8 juin 2023 à la suite du retrait obligatoire.

Opérations postérieures à la clôture de l'exercice

Entre le 1^{er} janvier 2024 et le 28 février 2024, la Société n'a acquis aucune de ses propres actions et cédé aucune action.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, accordées par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2023 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 12 MAI 2022

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2024	935 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2024	375 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé ⁽²⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2024	375 ⁽¹⁾ et 20 % du capital social par an
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2024	15 % du montant de l'émission initiale ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 12 juillet 2024	1 000
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 12 juillet 2024	185 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature ⁽³⁾	26 mois 12 juillet 2024	10 % du capital de la Société dans la limite de 115 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces derniers ⁽⁴⁾ Émissions réservées au personnel	26 mois 12 juillet 2024	15

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 935 millions d'euros prévu par la 15^e résolution soumise à l'Assemblée générale du 12 mai 2022 s'applique à toutes les augmentations de capital dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur cette limite, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 22-10-53 du Code de commerce.

(4) Par décision du 25 juillet 2022, Le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration des 11 et 18 mai 2022, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022, dans sa 22^e résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise mise en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par les Sociétés et les entreprises françaises ou étrangères entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des dispositions de l'article L. 3344-1 du Code du travail, d'un montant nominal de 9 050 370,50 euros. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 943 290 542 euros divisé en 3 886 581 084 actions ordinaires.

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes Vertes) à échéance 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre, 219 579 139 OCEANes Vertes ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANes Vertes soit 40 % de l'émission et un montant en nominal de 960 millions d'euros.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANes Vertes de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANes Vertes en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANes Vertes et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion était à la date de l'émission de 1 OCEANE Verte pour 1 action ordinaire. Il peut faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission (voir ci-dessous).

Un montant égal au produit net de l'émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond Framework* d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANes Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions⁽¹⁾.

En 2021, en conséquence de la distribution d'un dividende de 0,21 euro par action et conformément aux stipulations du contrat d'émission le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action EDF par OCEANE Verte. Puis, à la suite de la distribution d'un acompte sur le dividende de 0,30 euro par action, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action EDF par OCEANE Verte, à compter du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action EDF par OCEANE Verte. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action EDF par OCEANE Verte à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE Verte.

Au 31 décembre 2022, 882 340 OCEANes Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 24 novembre au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, 218 696 799 OCEANes Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 26 janvier au 13 juin 2023, donnant lieu à la création de 281 900 173 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 140,9 millions d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 2,249 milliards d'euros.

L'intégralité des OCEANes Vertes a été convertie.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

Emprunts obligataires au 31 décembre 2023

Au 31 décembre 2023, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 49 083 millions d'euros (note 18.3.2.1 « Variations des emprunts et dettes financières » des comptes consolidés au 31 décembre 2023), la note 18.3.2.2 donnant également le détail des principaux emprunts du Groupe, notamment ce qui relève des EMTN ou d'autres emprunts obligataires. Au 31 décembre 2023, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 009 millions d'euros (note 14.4.1 « Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2023 » des comptes consolidés au 31 décembre 2023).

Programme *Euro Medium Term Notes* (EMTN)

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

En 2023

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devises sur 4 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;

- une émission d'obligations d'un montant de 450 millions de livres sterling d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,50 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

EDF a réalisé, le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.

Le 17 mai 2023, EDF a levé 3 milliards de dollars américains et 500 millions de dollars canadiens sur 5 tranches d'obligations senior :

- une obligation de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,70 % ;
- une obligation de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,25 % ;
- une obligation de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,90 % ;
- une obligation de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 % ;
- une obligation de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

(1) Voir la section 6.8 de l'URD 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission.

7. Informations concernant la société et son capital

Le 8 juin 2023, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides d'un montant de 1,5 milliard de dollars américains, avec un coupon de 9,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société en 2033.

Le 22 juin 2023, EDF a levé 33 milliards de yens, soit environ 213 millions d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») :

- une obligation de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 % ;
- une obligation de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 % ;
- une obligation de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 % ;
- une obligation de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.

Le 7 juillet 2023, EDF a lancé le rachat pour 904 millions de dollars U.S. d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars US d'un montant initial de 1,5 milliard de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat a fait l'objet d'un remboursement au 22 janvier 2024 à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé sur cette souche.

Le 21 août 2023, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte d'environ 325 millions de francs suisses sur 2 tranches :

- une obligation de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,3 % ;
- une obligation de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,55 % ;
- un montant égal au produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité liés notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 28 novembre 2023, EDF a lancé une émission d'obligations seniors vertes pour un montant de 1 milliard d'euros, avec une maturité de 3 ans et 6 mois et coupon de 3,75 %. Il s'agit de la première émission d'obligations vertes dont le montant sera intégralement destiné au parc nucléaire français existant.

Sur les deux exercices antérieurs 2021 et 2022

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

Le 23 novembre 2021, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior à échéance au 29 novembre 2033 pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros et avec un coupon fixe de 1 %.

Le 5 octobre 2022, EDF a également lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- une émission d'obligations vertes d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ; le produit net de ces obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le Green Financing Framework d'EDF publié en juillet 2022 ⁽¹⁾.

Le 30 novembre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements de cession de titres de filiales sont décrits à la note 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et concernent les activités E&P, en particulier des éléments de compléments de prix.

À l'exception des engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1

« Le Groupe, sa stratégie et ses activités » du présent Document d'enregistrement universel, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

(1) Sur le site Internet www.edf.fr.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2023, le capital social de la Société était composé de 2 084 365 041 actions ordinaires intégralement détenues par l'État français à la suite de la procédure de retrait obligatoire des actions intervenue le 8 juin 2023⁽¹⁾ et de l'annulation des actions autodétenues en date du 31 juillet 2023.

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2023		Situation au 31/12/2022		Situation au 31/12/2021	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État ⁽¹⁾	2 084 365 041	100,00	3 460 481 557	89,01	2 716 550 741	83,88
Institutionnels et particuliers	n/a	n/a	364 680 320	9,38	478 277 574	14,77
Actionnariat salarié	n/a	n/a	61 668 032 ⁽²⁾	1,59	42 673 879 ⁽³⁾	1,32
Actions autodétenues	n/a	n/a	888 511	0,02	1 174 554	0,03
TOTAL	2 084 365 041	100	3 887 718 420	100	3 238 676 748	100

(1) La participation de l'État au capital social d'EDF inclut les actions EDF portées par Bpifrance.

(2) Ce nombre comprend d'une part 57 796 177 actions (représentant 1,49 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,872 millions d'actions, représentant 0,10 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend d'une part 38 775 926 actions (représentant 1,20 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,899 millions d'actions, représentant 0,12 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(4) Ce nombre comprend d'une part 38 075 245 actions (représentant 1,23 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,017 millions d'actions, représentant 0,13 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

Concernant les droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale, l'État français détient, au 31 décembre 2023, 100 % du capital et des droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale.

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

7.3.10 Relations avec les investisseurs

La Direction des Relations Investisseurs d'EDF établit un dialogue permanent/régulier avec les marchés financiers dans le respect de la réglementation. L'objectif est que le marché dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée, en expliquant sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Ainsi, le Groupe publie de nombreux supports de communication portant sur sa stratégie, ces résultats, son modèle d'affaire et ses perspectives, ainsi que les différents événements qui impactent son activité. De plus, tout au long de l'année, la Direction des Relations Investisseurs entretient des échanges avec le marché lors de réunions physiques ou virtuelles, de conférences, de *roadshow*, notamment pour préparer les émissions obligataires.

Ce dialogue avec les marchés financiers vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles et financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2023, la publication des résultats financiers du Groupe désormais au pas semestriel a fait l'objet d'une présentation lors d'une conférence de presse et d'une conférence téléphonique au cours de laquelle le Directeur Financier a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

(1) Voir le communiqué de presse du 8 juin 2023.

7.4 Opérations avec des apparentés

7.4.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2023 figurent dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.4.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées » du présent Document d'enregistrement universel.

7.4.2 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

(Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023)

À l'assemblée générale de la société.

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R.225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R.225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS SOUMISES À L'APPROBATION DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L.225-38 du code de commerce.

CONVENTIONS DÉJÀ APPROUVÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions approuvées au cours des exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R.225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours des exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

Ce protocole a fait l'objet d'un avenant signé le 25 juillet 2022, comme mentionné au paragraphe 1 de la troisième partie du présent rapport (Conventions autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs et ne pouvant être approuvées par l'assemblée générale).

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 43 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023.
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

2. Contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de New NP (désormais dénommée Framatome) et autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par Areva SA de sa participation dans le capital de New NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'Areva SA.

Nature, objet et modalités : EDF a conclu dans le cadre des opérations d'acquisition par EDF de la société New NP les contrats suivants :

(i) un contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital d'une société New NP (désormais dénommée Framatome) détenue à 100 % par Areva NP, filiale d'Areva SA. Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition ;

(ii) d'autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, préalablement autorisés par votre Conseil d'administration lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, à savoir :

- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres Framatome par MHI auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF ;
- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 5 % des titres Framatome par Assystem auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Comme mentionné dans le rapport spécial des commissaires aux comptes en date du 13 mars 2023 à destination de l'Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022, EDF a reversé en 2022 34 millions d'euros à Framatome et 13 millions d'euros aux sociétés MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital de Framatome, soit un montant respectivement de 10 millions d'euros et 3 millions d'euros. En 2023, aucun versement impactant la trésorerie d'EDF n'a été réalisé.

CONVENTIONS AUTORISÉES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTÉRIEURS ET NON APPROUVÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans le rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2022 et qui n'ont pas été approuvées par les assemblées générales statuant sur les comptes des exercices antérieurs.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Électricité – CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2023.

2. Convention conclue entre l'État français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'État français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'État de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2023.

CONVENTIONS AUTORISÉES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTÉRIEURS ET NE POUVANT ÊTRE APPROUVÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans le rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2022 et qui n'ont pas pu être approuvées juridiquement par l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice 2022, l'État français étant l'actionnaire unique de la société.

1. Avenant au protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'État français du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial (au moment de l'autorisation par le Conseil d'administration), puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : comme mentionné au paragraphe 1 de la deuxième partie du présent rapport (Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale), un protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'État français dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (le « Protocole Transactionnel ») a été signé le 27 septembre 2019.

À la demande des services de l'État français, il a été décidé d'apporter par voie d'avenant, signé le 25 juillet 2022, certaines modifications du Protocole Transactionnel visant à préciser les modalités pratiques de son application, afin notamment d'assurer une meilleure prévisibilité budgétaire pour l'État français, et sans remettre en cause les principes et l'équilibre définis par le Protocole Transactionnel.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au Protocole Transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit avenant puisque les modifications apportées au Protocole Transactionnel ont été négociées par EDF au mieux de ses intérêts et ne remettaient pas en cause les stipulations déjà arrêtées dans le Protocole.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2023.

2. Conventions conclues par EDF dans le cadre du projet d'acquisition des activités nucléaires « Steam Power » de General Electric

Le 10 février 2022, EDF et General Electric Company (GE) ont signé un accord d'exclusivité (MOU) concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires (hors activités de service menées en Amérique) « Steam Power » de GE (« GE Steam Power »).

Votre Conseil d'administration réuni le 3 novembre 2022 a préalablement autorisé la conclusion des conventions suivantes, dans le cadre de la signature par EDF du contrat d'acquisition portant sur les activités GE Steam Power qui est intervenue le 4 novembre 2022 (le « Contrat d'Acquisition »).

Ces conventions ont continué à produire leurs effets au cours de l'exercice 2023.

2.1 Adhésion par EDF au protocole signé entre General Electric Company et l'État français le 10 février 2022

Personnes concernées : l'État français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : concomitamment à la signature du MOU mentionné ci-dessus, GE et l'État français ont signé, le 10 février 2022, un protocole (le « Protocole ») dont l'objet est de prévoir (i) la résiliation, comme décrit ci-après aux paragraphes 2.2, 2.3 et 2.4 du présent rapport, des deux contrats-cadre et des accords de licence y afférents, conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom et (ii) des engagements de l'État français en sa qualité d'actionnaire de la société GEAST dans le cadre de l'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power.

Simultanément à la signature du Contrat d'Acquisition et conformément aux dispositions de ce dernier, EDF a adhéré au Protocole en le signant le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, et l'État français, sans charge financière pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF d'adhérer au Protocole car son adhésion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition.

2.2 Convention de résiliation du contrat-cadre de pérennité du parc nucléaire existant, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'État français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements de fourniture de services au parc nucléaire existant du groupe EDF afin de garantir la pérennité du parc nucléaire en exploitation, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'État français et GEAST, est sans charge pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.3 Convention de résiliation du contrat-cadre sur les nouveaux projets nucléaires, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'État français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017), GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements relatifs à des remises d'offres basées sur la technologie Arabelle pour les nouveaux projets nucléaires, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'État français, Framatome et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.4 Convention de résiliation des accords de licence conclus lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'État français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et actionnaire à 100 % de la société SPVPI, et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation des contrats de licence suivants, associés aux contrats cadres conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom :

- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour le parc existant EDF, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA et EDF, et
- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour les nouveaux projets nucléaires, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA, EDF et Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017).

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Technology GmbH, General Electric Company, Framatome, SPVPI et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, les contrats de licence appelés à être résiliés lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-la-Défense, le 11 mars 2024

Les commissaires aux comptes

KPMG SA

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

PricewaterhouseCoopers Audit

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

7.5 Contrats importants

Outre les conventions réglementées figurant dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes, des contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 ou dans l'annexe aux comptes consolidés du présent Document d'enregistrement universel, les contrats importants du Groupe, autre que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, conclus au cours des trois derniers exercices sociaux sont les suivants :

7.5.1 Contrats importants conclus en 2023

Les contrats importants conclus en 2023, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 49 % du capital de trois sociétés de projets opérant des parcs éoliens en France (puissance installée de 160MW) par EDF Renouvelables France à la société espagnole PonteGadea Inversiones SL (27 décembre 2023) ;
- contrat d'acquisition d'une participation majoritaire dans le capital de la société Jeumont Electric par Framatome et d'une participation minoritaire par Naval Group, représentant 100 % du capital et des droits de vote, auprès d'Altawest (6 octobre 2023).

7.5.2 Contrats importants conclus en 2022

Les contrats importants conclus en 2022, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 100 % du capital d'EDF Energy Services LLC (EDFES) ayant pour objet l'activité de détail d'EDF Trading North America par EDF Trading Limited, filiale à 100 % d'EDF à BP (12 septembre 2022) ;

- contrat de cession de la participation d'EDF dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire de réseau d'électricité tchèque (27 septembre 2022) ;
- contrat d'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia et du groupe EDF (27 octobre 2022) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Stream Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires par EDF (4 novembre 2022) ;
- contrat de cession de 100 % du capital de la filiale irlandaise Suir Engineering Ltd au fonds d'investissement britannique Duke Street par Imtech, filiale de Dalkia et d'EDF Energy (11 novembre 2022).

7.5.3 Contrats importants conclus en 2021

Les contrats importants conclus en 2021, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- accord transactionnel entre EDF et AREVA visant à clore l'ensemble des différends entre EDF et AREVA relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition (29 juin 2021).

7. Informations concernant la société et son capital



Informations complémentaires

8.1	Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation	596	8.4	Tables de concordance	598
8.1.1	Responsable du Document d'enregistrement universel	596	8.4.1	Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980	598
8.1.2	Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2023 contenant le rapport financier annuel	596	8.4.2	Table de concordance avec le rapport de gestion	600
8.2	Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes	596	8.4.3	Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise	602
8.3	Documents accessibles au public – LEI	597	8.4.4	Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière	603
			8.4.5	Table de concordance avec le rapport financier annuel	604
			8.5	Glossaire	605

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du Document d'enregistrement universel

Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2023 contenant le rapport financier annuel

J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation et qu'il décrit les principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Luc Rémont,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris-La Défense Cedex, représentée par Marie Guillemot et Jacques-François Lethu.

PricewaterhouseCoopers Audit

63, rue de Villiers, 92200 Neuilly-sur-Seine, représentée par Séverine Scheer et Cédric Haaser.

KPMG SA, Commissaire aux comptes titulaire, a été renouvelée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

PriceWaterhouse Coopers Audit SAS, Commissaire aux comptes titulaire, a été nommée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Les Commissaires aux comptes, ci-avant désignés, ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques de la Société déposées auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf.fr. Une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible sur le site internet de la Société⁽¹⁾.

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels (*quiet period*) pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF ;

- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le Code de commerce incluant la déclaration de performance extra-financière (DPEF) et le rapport sur le gouvernement d'entreprise ;
- le document d'enregistrement universel 2022 du groupe EDF (URD 2022) déposé auprès de l'AMF le 21 mars 2023 référence D-23-0122 et le document d'enregistrement universel 2021 du groupe EDF (URD 2021) déposé auprès de l'AMF le 17 mars 2022 référence D-22-0110 disponibles sur www.edf.fr ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2022 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2021 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, figurant au chapitre 5 de l'URD 2022 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, figurant au chapitre 5 de l'URD 2021.

(1) www.edf.fr.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma du présent Document d'enregistrement universel :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1.2
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5. Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	8.2
2.2. Changements antérieurs	n/a
3. Description des risques importants	Chapitre 2
4. Informations concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine dans lequel il est constitué, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	1.4
5.3. Événements importants dans le développement des activités	1.4, 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	1.3
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	1.5
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	2.1.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	1.1, 5.1.4.2.3 et 6.1 (note 10.7)
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	6.1 (note 10.6)
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.1 (note 12)
5.7.4. Questions environnementales	3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	1.2.1
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	3, 5, 6 3
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3 et 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	1.2.3, 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	5.1.4
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	7.3 et 6.1 (note 14)

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
8.2. Flux de trésorerie	6.1 (notes 10.4, 10.7 et 13.1)
8.3. Besoins de financement et structure de financement	6.1 (note 18.3)
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	1.4
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	5.2, 5.3, 5.4, 6.6.2 et 6.1 (note 23)
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	n/a
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	n/a
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	4.4
Expertise et expérience	4.2.1 et 4.3.2
Déclaration de non-condamnation	4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	4.6.1
13.2. Provisions pour pensions et retraites	4.6.1.1
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	4.2.3
14.4. Déclaration de conformité et de non-conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	3.3.3.9
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	
17.1 Détail des transactions	7.4
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultat de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	6.1

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019		Paragraphes de l'URD
18.1.6. États financiers consolidés		6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières		31 décembre 2023
18.2. Informations financières intermédiaires et autres		
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles		n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques		
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques		6.2
18.3.2. Autres informations auditées		n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées		n/a
18.4. Informations financières pro forma		n/a
18.5. Politique en matière de dividendes		6.5
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable		6.5
18.5.2. Montant du dividende par action		6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage		
18.6.1. Procédure ayant un effet potentiel sur la situation financière du Groupe	2.2.3, 6.1 (notes 5 et 17.3) et 7.1.5	
18.7. Changement significatif de la situation financière		6.6.2
19. Informations supplémentaires		
19.1. Capital social		
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	7.3.1, 7.3.3 et 6.1 (note 14)	
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital		7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur		7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription		7.3.4
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital		7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options		7.3.6
19.1.7. Historique du capital social		7.3.1
19.2. Acte constitutif et statut		
19.2.1. Registre et objet social		7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions		7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle		7.2.9
20. Contrats importants		7.5
21. Documents disponibles		8.3

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion

Le présent Document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2023 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100-1 et suivants et L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du présent Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 225-100-1, I., 1°, L. 232-1, I et II, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 225-100-1, I, 2° du Code de commerce	1.1 et 5
1.3. Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 225-100-1, I, 2° du Code de commerce	3

Élément requis	Texte de référence	Paragraphe de l'URD
1.4. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	5.1.2 , 5.2 et 5.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du Code de commerce	7.3.8
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II du Code de commerce	6.6.5
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	5.1.3 et 6.1 (note 3)
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	n/a
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	5.4
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	L.441-14 et D. 441-6 du Code de commerce	6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier	6.6.4
2. Contrôle interne et gestions des risques		
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 225-100-1, I, 3° du Code de commerce	2.2
2.2. Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	L. 22-10-35, 1° du Code de commerce	2.2.5 et 3.1
2.3. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-35, 2° du Code de commerce	2.1
2.4. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principales de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 225-100-1, 4° du Code de commerce	5.1.6
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II »	3.3.2.2.1
2.6. Plan de vigilance et compte-rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du Code de commerce	3.8
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		Voir la table de concordance 8.4.3
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du Code de commerce	7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, alinéa 1 ^{er} du Code de commerce	7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	Section n/a
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 bis du Code général des impôts	Section 6.5.1
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)		Voir la table de concordance 8.4.4
6. Autres informations		
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 quater et 223 quinquies du Code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau, ci-dessous, et est inclus dans le rapport de gestion dans une section « Gouvernement d'entreprise » :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux		
Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Paragraphe de l'URD
Informations sur les rémunérations		4.6
Informations sur la gouvernance		
3.15. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du Code de commerce	4.2 et 4.3
3.16. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du Code de commerce	6.1 (notes 12 et 22)
3.17. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du Code de commerce	7.3.3
3.18. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	4.3
3.19. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	4.2
3.20. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du Code de commerce	4.2.1
3.21. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	4.2.2
3.22. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe <i>comply or explain</i>	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	4.1
3.23. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	7.2.8
3.24. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6° du Code de commerce	n/a
3.25. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du Code de commerce	n/a

8.4.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière

Le présent Document d'enregistrement universel inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2023 établie en application des articles L. 22-10-36 et R. 225-105 du Code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la déclaration de performance extra-financière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Texte de référence	Paragraphe de l'URD
5.1. Modèle d'affaires (ou modèle commercial)	L. 233-13 du Code de commerce	1.1
5.2. Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 1 ^o du Code de commerce	2.2
5.3. Informations sur la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité, et les effets de cette activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en œuvre pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	L.225-102-1, III, L. 22-10-36, R. 225-104 et R. 225-105, I. 1 ^o du Code de commerce	3
5.4. Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 3 ^o du Code de commerce	3
Sujets RSE à enjeux issus de la matrice de matérialité	Indicateurs clés de performance	
Trajectoire carbone ambitieuse	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO ₂ dues à la production d'électricité et de chaleur ✓	3.1.1
Contribution carbone	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions en matière de contribution carbone	3.1.1.6
Adaptation au changement climatique	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	3.1.2
Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Émissions de CO ₂ évitées grâce à la vente de produits et services innovants	3.1.3
Biodiversité	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4nature international	3.2.2
Gestion responsable du foncier	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier	3.2.2
Gestion intégrée et durable de l'eau	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc ✓	3.2.3
Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	Taux annuels de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	3.2.4
Sûreté, santé et sécurité de tous	LTIR Global	3.3.1
Éthique, conformité et droits humains	Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement	Section 3.3.2
Égalité, diversité et inclusion	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Section 3.3.3
Précarité énergétique et innovation sociale	Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie	Section 3.3.4
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Section 3.4.1
Développement territorial responsable	Taux annuel d'achats à des PME en France	3.4.2
Développement des filières industrielles	Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)	Section 3.4.3
Numérique responsable	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	Section 3.4.4

Rubriques	Texte de référence	Paragraphe de l'URD
5.5. Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II A. 1° du Code de commerce	3.3.3, 3.5.3, 3.4.2.1 et 3.3.1.3
5.6. Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II A. 2° du Code de commerce	3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1
5.7. Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II A. 3° du Code de commerce	3.4
5.8. Informations relatives à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale	L. 22-10-36 et R. 225-105, II B. 1° du Code de commerce	3.3.2.2
5.9. Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	L. 22-10-36 et R. 225-105, II B. 2° du Code de commerce	3.3.2 et 3.8
5.10. Informations spécifiques : - politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; - capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; - moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité.	L. 225-102-2 du Code de commerce	2.1.3.7
5.11. Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	L. 225-102-1, III et R. 225-105 du Code de commerce	3.5.3
5.12. Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	L. 225-102-1, III et R. 225-105-2 du Code de commerce	3.7.5
5.13. Éligibilité et alignement des activités du Groupe à la taxonomie européenne		3.7.4

✓ Valeur 2023 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par PricewaterhouseCoopers Audit.

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent Document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2023 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du présent Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Paragraphes de l'URD
1. Comptes annuels d'EDF	6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	6.2 et 6.4

8.5 Glossaire

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé à la suite de la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN	Autorité de sûreté nucléaire. Pour un descriptif de ses missions, se reporter à la section 1.4.1.1.2.1.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire utilisé pour le parc REP EDF se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut, par exemple, 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Voir la section 1.4.2.1.1.
Cycle Combiné à Gaz	Technologie de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz naturel est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds. La chaleur de ces gaz d'échappement est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Voir la section 1.4.1.1.2.3.
Déchets radioactifs	L'énergie nucléaire produit une électricité décarbonnée mais elle génère des déchets radioactifs. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % du volume total, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HA) sont produits en faible quantité, moins de 10 % du volume total, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue de leur stockage définitif (éventuellement après un complément de gestion). Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, ORANO, CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.

EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (<i>European Pressurized water Reactor</i>) de la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF ₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : • la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; • la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; • la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; • la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO ₂), le méthane (CH ₄), le protoxyde d'azote (N ₂ O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF ₆), ainsi que le trifluorure d'azote (NF ₃) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Hydrogène	La conversion du gaz naturel en hydrogène génère du CO ₂ d'où la qualification d'hydrogène « gris ». Cette forme d'hydrogène est utilisée à grande échelle, notamment dans l'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais. L'hydrogène dit « bleu » est obtenu lorsque le CO ₂ émis est capté puis réutilisé ou stocké. L'hydrogène dit « vert » est produit à partir d'énergies renouvelables. L'électricité produite par les éoliennes, panneaux solaires ou les centrales hydro-électrique est transformée avec de l'eau par un processus d'électrolyse. Aucun gaz à effet de serre n'est alors émis. L'hydrogène peut être stocké en grandes quantités puis reconverti en électricité.
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. L'IRSN est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Microgrid	Les <i>microgrids</i> , ou microréseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (32 tranches actuellement en exploitation d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire, à puissance maximale autorisée de l'installation à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Scopes 1, 2 et 3	EDF établit annuellement un Bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard : - le scope 1 couvre les émissions directes générées par ses actifs : émissions de CO₂, CH₄ et N₂O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF₆ et de fluides frigorigènes ; - le scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de ses sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des data centers, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ; - le scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez ses fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez ses clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs...).
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>).
Smart city	La <i>smart city</i> ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citoyens en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	<i>Smart charging</i> (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
SMR	Les SMR (<i>Small Modular Reactors</i>), petits réacteurs modulaires en français, sont des centrales de petit format, dotées d'un ou plusieurs réacteurs d'une puissance unitaire inférieure à 300 MWe. Cette petite puissance permet de réduire certains systèmes, de standardiser le design et de réduire ainsi la durée des chantiers afin d'améliorer leur compétitivité.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage (à propos du combustible nucléaire)	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Taxonomie verte européenne	Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.

Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : • uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; • uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 %. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir également un effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et la section 5.1.5 « Perspectives financières », sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie. Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel.

Crédits photos :

Couverture : centrale nucléaire de Bugey ©Gaëtan Bernard
Chapitre 1 : centrale nucléaire de Chinon - Indre ©Cornut Cyrus / Toma
Chapitre 2 : activités à la centrale de Penly - Seine-Maritime ©Caraveo Marc / Capa Pictures
Chapitre 3 : parc du banc de Guérande ©Quentin Chaumy / Capa Aerotech
Chapitre 4 : barrage de Serre-Ponçon ©Gaëtan Bernard
Chapitre 5 : parc solaire de Californie en Amérique du Nord ©Rich Crowder
Chapitre 6 : moyens d'essais R&D EDF Lab Les Renardières - Seine-et-Marne ©Adrien Daste / Toma
Chapitre 7 : chantier de l'aménagement hydraulique de La Coche-Pelton - Savoie ©Pascal Tournaire
Chapitre 8 : Design Lab, R&D EDF Lab Les Renardières ©Augustin Detienne / Capa Pictures

Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.





EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

Relations investisseurs
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
edf.fr
edf.fr/finance



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

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE ANNUELLE
EN DATE DU 11 JUIN 2024

(...)

Résolutions à titre ordinaire

(...)

Troisième résolution (Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2023)

L'Assemblée générale, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, constate que le résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2023 se solde par un bénéfice net comptable de 7 710 278 116,28 euros et décide en conséquence, sur proposition du Conseil d'administration, d'affecter ce bénéfice net comptable au compte « report à nouveau », qui présentera, à l'issue de cette affectation, un solde débiteur de 14 751 088 548,20 euros.

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

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action ⁽¹⁾ (en euros)	Dividende total distribué (en euros) ⁽¹⁾	Quote-part du dividende éligible à l'abattement
2020	3 099 923 579	0,21 ⁽²⁾	652 259 998,76 ⁽³⁾	100%
2021	3 736 934 708	0,58 ⁽⁴⁾	1 997 314 793,63 ⁽⁵⁾	100%
2022	Néant			

⁽¹⁾ Déduction faite des actions autodétenues.

⁽²⁾ Soit un montant de 0,231 euros en 2020 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

⁽³⁾ Le solde du dividende 2020, d'un montant de 652 259 998,76 euros versé le 7 juin 2021 est composé de 616 146 887,12 euros versés en actions nouvelles et 36 113 111, 64 euros versés en numéraire.

⁽⁴⁾ Soit un montant de 0,638 en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

⁽⁵⁾ Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

L'actionnaire unique adopte cette résolution.

(...)

Pour extrait certifié conforme
le 20 juin 2024



Anne Lafont
Directrice Juridique Finance